

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

УТВЕРЖДАЮ

Министр энергетики
Российской Федерации


_____ А.В. Новак
«14» сентября 2016 г.

ПРОГНОЗ

научно-технологического развития
отраслей топливно-энергетического комплекса России
на период до 2035 года

Москва, 2016

Оглавление

Введение.....	4
1. Мировые тенденции и их влияние на развитие энергетики.....	7
1.1. Мегатенденции	7
1.1.1. Окружающая среда	7
1.1.2. Демография.....	8
1.1.3. Социальная сфера.....	8
1.1.4. Геополитика.....	9
1.1.5. Экономика.....	10
1.1.6. Техносфера	11
1.1.7. Энергетика	12
1.2. Влияние технологического развития на энергетические рынки	15
1.2.1. Мировой рынок нефти.....	15
1.2.2. Мировой рынок газа	16
1.2.3. Мировой рынок энергетического угля.....	17
1.2.4. Электроэнергетика и теплоснабжение	17
1.3. Альтернативные сценарии развития мировой энергетики.....	20
1.4. Выводы.....	24
2. Макроэкономические, структурные и институциональные условия научно-технологического развития ТЭК	25
2.1. Макроэкономические и структурные условия	25
2.1.1. Нефтегазовый сектор	25
2.1.2. Угольная и торфяная промышленность.....	30
2.1.3. Электроэнергетика и теплоснабжение.....	32
2.2. Институциональные условия развития инновационной деятельности	35
2.3. Выводы.....	38
3. Перспективы научно-технологического развития отраслей ТЭК.....	40
3.1. Геологоразведка	40
3.2. Нефтяная отрасль	42
3.2.1. Добыча, транспортировка и переработка традиционной нефти.....	45
3.2.2. Добыча, транспортировка и переработка тяжелой и высоковязкой нефти	48
3.2.3. Разработка арктических и шельфовых месторождений углеводородов.....	51
3.3. Газовая отрасль.....	52
3.3.1. Добыча и транспортировка газа.....	52
3.3.2. Производство сжиженного природного газа.....	54

3.3.3. Переработка газа и газохимия	55
3.4. Угольная отрасль.....	57
3.4.1. Добыча угля открытым способом	58
3.4.2. Добыча и переработка угля подземным способом	59
3.4.3. Обогащение и переработка угля	60
3.4.4. Торфоразработка и переработка торфа.....	61
3.5. Дополнительные технологии в геологоразведке и сырьевых отраслях.....	61
3.6. Электроэнергетика и теплоснабжение	63
3.6.1. Газовая генерация	65
3.6.2. Угольная генерация	67
3.6.3. Гидроэнергетика.....	68
3.6.4. Атомная энергетика	69
3.6.5. Распределенная генерация на основе органических топлив.....	70
3.6.6. Распределенная генерация и автономная энергетика на основе ВИЭ	71
3.6.7. Электрические и тепловые сети.....	76
3.6.8. Интеллектуальные системы	78
3.7. Критические отраслевые технологии.....	79
3.8. Выводы.....	81
4. Научно-технологический потенциал ТЭК и направления его развития.....	83
4.1. Общая характеристика научно-технологического потенциала России.....	83
4.1.1. Типы, формы собственности и инновационная активность организаций.....	83
4.1.2. Количество организаций, численность и возрастная структура персонала.....	84
4.1.3. Структура финансирования НИОКР, фондовооруженность и результативность .	86
4.2. Развитие научно-технологического потенциала в ТЭК	87
4.2.1. Программно-целевое развитие сферы НИОКР	87
4.2.2. Программы инновационного развития	89
4.2.3. Инновационные проекты.....	91
4.2.4. Национальная технологическая инициатива.....	92
4.3. Выводы.....	92
Заключение	94
Приложение 1: Приоритетные технологии по сценариям	95
Приложение 2: Показатели научно-технологического потенциала и инновационной активности организаций ТЭК России	100

Введение

Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года (далее – Прогноз НТР и ТЭК соответственно) разработан с целью определения возможностей научно-технологического развития и конкретных технологических направлений развития отраслей ТЭК на основе анализа и сценарного прогноза внешних условий развития российской энергетики, оценки достигнутого технического уровня отраслей и анализа макроэкономических, структурных и институциональных факторов научно-технологического развития в Российской Федерации.

Прогноз НТР разработан в целях реализации плана мероприятий («дорожной карты») «Внедрение инновационных технологий и современных материалов в отраслях топливно-энергетического комплекса», утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 июля 2014 г. № 1217-р.

При подготовке Прогноза НТР учитывались положения Федерального закона от 28 июня 2014 г. № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации» и постановление Правительства Российской Федерации «Об утверждении Правил разработки и корректировки прогноза научно-технологического развития Российской Федерации» от 13 июля 2015 г. № 699.

Прогноз НТР разработан с учетом следующих документов:

- прогноз научно-технологического развития Российской Федерации на период до 2030 года, утвержденный Председателем Правительства Российской Федерации 3 января 2014 г. № ДМ-П8-5;
- приоритетные направления развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и перечень критических технологий Российской Федерации, утвержденные Указом Президента Российской Федерации от 7 июля 2011 г. № 899;
- прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года, разработанный Минэкономразвития России;
- Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р;
- государственные программы, отраслевые стратегии, генеральные схемы и другие документы стратегического планирования в отраслях ТЭК и смежных отраслях промышленности;
- программы инновационного (технологического) развития отечественных энергетических компаний.

При разработке Прогноза НТР также учитывались результаты прогнозных исследований ведущих мировых и отечественных организаций.

Под «научно-технологическим развитием» в предложенном документе понимается основанное на результатах отечественных исследований и разработок, приобретении лицензий и локализации иностранного производства внедрение и распространение новых для российского ТЭК технологий, обеспечивающих повышение конкурентоспособности и расширение возможностей отраслей ТЭК в удовлетворении потребностей социально-экономического развития страны.

Отрасли ТЭК в процессе научно-технологического развития выступают в качестве:

- источника инвестиционного спроса на новые научные знания и технологии,
- системного интегратора различных технологий и технических решений,
- среды внедрения, использования и распространения новых научных знаний и технологий.

При анализе и прогнозе развития инвестиционного потенциала ТЭК (в том числе возможности инвестиций в НИР и НИОКР) необходимо учитывать ряд факторов, важнейшими среди которых являются конъюнктура и перспективы рынков (как внутренних, так и мировых) продукции и услуг отраслей ТЭК, а также природно-климатические, инфраструктурные и экономические условия освоения, использования и воспроизводства минерально-ресурсной базы.

В *разделе 1* рассматриваются тенденции в основных сферах мирового развития (природная среда, демография, экономика, политика и т.д.), которые влияют или способны существенно повлиять на развитие мировой энергетики, выступая в качестве его драйверов, ограничений или источника ключевых развилки. С учетом анализа тенденций выделяются три сценария развития мировой энергетики: «новая эпоха углеводородов», «эпоха низких цен на углеводороды» и «энергетическая революция».

В *разделе 2* анализируются макроэкономические, экономические, структурные и институциональные условия возможного научно-технологического развития российского ТЭК, которые дополняют или преломляют действие внешних факторов, рассмотренных в разделе 1.

В *разделе 3* рассматриваются перспективы научно-технологического развития отраслей ТЭК с учетом их текущего технологического состояния и тех возможностей и ограничений, которые им задает российская экономика и мировой контекст.

В качестве основной единицы анализа перспектив и возможностей научно-технологического развития отраслей ТЭК выбраны *производственно-технологические цепочки* (цепочки создания стоимости, value-added chains). Это связано с тем, что любая технология, как правило, привязана к одному звену (разведка, добыча, транспортировка, генерация и т.д.), или даже к еще более узкому сегменту. В то же время возможности технологического прорыва в каком-то одном звене могут блокироваться отсутствием условий для этого в смежных звеньях,

вследствие чего технически перспективная технология оказывается экономически неэффективной и, в конечном счете, не получает применения и распространения.

Кроме того, системный подход к оценке технологий обеспечивается за счет выделения в общем массиве технологий:

основной технологии, обеспечивающей главный рабочий процесс, непосредственное получение искомого результата (продукции),

вспомогательных технологий (или оборудования), обеспечивающих нормальные условия для полноценной, заданной технической и эксплуатационной документацией, реализации основной технологии;

дополнительных технологий, расширяющих возможности основной технологии, в том числе в том, что касается повышения качества продукции, снижения затрат энергии и ресурсов, удовлетворения экологических требований и т.д.

К дополнительным технологиям в Прогнозе НТР относятся также методы и технологии автоматизации и интеллектуализации, которые в первую очередь влияют не на главный рабочий процесс (основная технология), а на систему управления им.

Значение анализа перспектив дополнительных технологий определяется тем, что в современных условиях именно от них в существенной степени зависит доступ основной технологии на рынок и уровень ее конкурентоспособности. Для примера можно указать на значение технологий сетевых накопителей для развития и распространения возобновляемой энергетики и распределенной генерации.

В *разделе 4* сделана попытка оценить, в какой мере отечественный научно-технологический потенциал (вообще и в ТЭК, в частности) способен удовлетворить тот технологический спрос, который был выявлен на предыдущих этапах системного анализа.

При прогнозировании научно-технологического развития рассматривались:

а) краткосрочная перспектива (до 2020 года), когда могут внедряться технологии, разработка которых уже в основном завершена;

б) среднесрочная перспектива (до 2025 года), когда могут получить внедрение технологии, находящиеся в настоящее время на средних или поздних стадиях разработки (не прошедшие опытно-промышленного тестирования);

в) долгосрочная перспектива (после 2025 года), когда могут найти применение технологии, в настоящее время находящиеся на стадии НИР, ранних стадиях разработки или требующие значительного совершенствования для достижения конкурентоспособности с альтернативными техническими решениями.

1. Мировые тенденции и их влияние на развитие энергетики

1.1. Мегатенденции

Мировые тенденции научно-технологического развития являются процессами, протекающими в рамках более масштабных процессов, которые могут быть названы «мегатенденциями», и, в свою очередь, оказывают на них большее или меньшее влияние.

1.1.1. Окружающая среда

Климатические изменения и рост экстремальности погодных условий, включая увеличение количества осадков в зонах влажности и их уменьшение в зонах с низким уровнем годовых осадков, увеличение частоты ураганов, тайфунов, засухи и прочих стихийных бедствий, возрастание их разрушительной силы и масштаба наносимого ущерба.). Следует отметить, что поскольку объекты энергетики расположены практически во всех географических зонах и регионах планеты, нет ни одного вида стихийных бедствий, от которых они были бы независимы.

Истощение доступных природных ресурсов, обеспечивающих население питьевой водой, продовольствием и энергией. По оценкам, в результате роста мирового населения и увеличения доли «среднего класса» потребности в продуктах питания, воде и энергии возрастут приблизительно на 35, 40 и 50 % соответственно. Изменения климата ухудшат перспективу доступности этих жизненно важных ресурсов.

Рост антропогенного, в том числе мутагенного, загрязнения окружающей среды, порождающего, среди прочего, угрозы новых эпидемий и пандемий, ухудшение генофонда человека и других живых существ. Хотя наиболее уязвимыми перед угрозой эпидемий являются африканские страны южнее Сахары, однако глобальная транспортная инфраструктура распространяет эту угрозу фактически на весь мир.

Указанные тенденции влияют на энергетику как непосредственно – в своих экстремальных проявлениях (разрушение объектов ТЭК в результате стихийных бедствий), так и опосредовано – через экономическую сферу (рост расходов на страхование, повышение уровня безопасности объектов энергетики, рекультивация и охрана окружающей среды) и политическую (климатическая и экологическая политика). Изменяются технико-экономические и эксплуатационные требования к объектам энергетики в отношении защищенности, устойчивости, резервирования и т.п.

Необходимость прогнозирования, предупреждения и защиты объектов ТЭК от негативного воздействия указанных изменений окружающей среды, как и необходимость в защите самой

окружающей среды от негативного воздействия объектов ТЭК создает спрос на широкий спектр различных технологий и выступает драйвером научно-технологического развития не только в энергетической сфере.

1.1.2. Демография

Замедление роста населения, старение населения и формирование гендерного дисбаланса (перевес на стороне мужчин). Сравнительно быстрый рост ожидается только в Африке и Азии, причем Африка обеспечит почти половину глобального прироста.

Увеличение географического дисбаланса прироста населения. К 2025 году более половины населения планеты будет проживать в Азии, Европа находится в состоянии «демографической катастрофы». Перенаселение в наибольшей степени угрожает Индии, претендующей прийти на смену Китаю в качестве глобального экономического локомотива.

Усиление региональной и трансконтинентальной миграции, в том числе из-за неравномерности роста населения и усиления глобального экономического неравенства.

Урбанизация. Тенденция, главным образом характерная для развивающихся стран, проходящих стадию индустриализации. Свыше 70 % мирового населения к 2050 г. окажется в городах и агломерациях (которых, по некоторым оценкам, будет около 600), что будет способствовать экономическому росту (на них придется 80 % роста), но создаст проблемы с продовольственными, водными и энергетическими ресурсами. Кроме того, урбанизация способствует снижению рождаемости, росту стандартов потребления, социальной нестабильности, распространению эпидемий и кризису инфраструктур жизнеобеспечения.

Перечисленные тенденции обеспечивают структурный сдвиг в энергетике в пользу увеличения доли электроэнергетики.

1.1.3. Социальная сфера

Рост и консолидация глобального «среднего класса». Тенденция затухнет или продолжится в зависимости от темпов экономического роста и продолжения глобализации либерально-капиталистической модели развития. Глобализация среднего класса будет способствовать распространению экономических «стандартов потребления» западного среднего класса (или, по крайней мере, стремление к ним), что закономерно вызовет ряд экономических последствий, в том числе для энергетики.

Диверсификация социальной структуры и увеличение социальной нестабильности, в том числе распространение разного рода криминального и девиантного поведения, включая терроризм.

Углубление кризиса базовых социальных институтов и систем (государственной власти, семьи, образования, здравоохранения, социального обеспечения, церкви, партийной системы, масс-медиа, общественной морали, собственности и т.д.).

Социальные процессы тесно переплетаются с демографическими, политическими, экономическими и процессами развития технологий, формируя довольно пеструю и трудно прогнозируемую картину. Социальная нестабильность считается в настоящее время наиболее распространенной в мире угрозой, нейтрализация которой требует, в том числе, технологических решений.

1.1.4. Геополитика

Нарастание глобальной политической нестабильности с периодическим перерастанием в открытые конфликты в различных регионах земного шара. Одним из проявлений указанной тенденции является развернутая США, ЕС и их союзниками против России война нового типа – *рестрикционная*, – основанная на использовании широкого набора санкций и акций: экономических, финансовых, технологических, дипломатических, гуманитарных.

Расширение спектра и возрастание роли геополитических и/или геоэкономических коалиций, придерживающихся принципа конкурентного исключения.

Использование глобальных и/или региональных инфраструктур в качестве инструментов контроля и политического влияния, причем не только посредством расширения и интеграции инфраструктуры, но и дефрагментации. Это касается не только материальных инфраструктур (трубы, рельсы, провода), но и виртуальной инфраструктуры Интернета, которая тоже превращается в инструмент подрывной деятельности (кибератак), средство шпионажа и арену борьбы за контроль над информацией.

Политизация видения будущего, то есть использование прогнозируемых будущих ситуаций в качестве оснований для военных, политических и экономических решений и превентивных действий.

Примером политизации будущего является глобальная климатическая политика. Она связывает изменения климата с техногенными факторами воздействия на окружающую среду и включает в себя политически ангажированный рост спроса на технологии мониторинга и управления состоянием окружающей среды (в том числе посредством введения экологических стандартов и принятия разного рода международных и социальных обязательств), глобальное распространение требований и мер энергосбережения, повышения энергоэффективности и декарбонизации экономики. Эффект влияния климатической политики на энергетику способен намного превысить влияние на нее собственно климатических и ресурсных изменений.

Воздействие геополитической нестабильности на экономику и энергетику в целом следует признать негативным, так как приводит к разрыву налаженных связей, отношений и глобальных цепочек создания стоимости, закрытию совместных инвестиционных проектов, сокращению научного сотрудничества, затруднению технологического трансфера, снижению академической мобильности и т.д.

1.1.5. Экономика

Нестабильный, сравнительно медленный и регионально неоднородный экономический рост. Мировая экономика зависит от различных региональных и национальных экономик, для которых характерна значительная разница в скоростях развития. После 2008 года развивающиеся экономики обеспечивали более 80 % мирового экономического роста. Сегодня в этой тенденции отмечается «точка перегиба»: темпы роста развивающихся экономик снижаются. На смену Китаю в качестве локомотива мировой экономики, как ожидается, может прийти Индия. Высокие темпы экономического роста в последнее десятилетие показывает Африка (свыше 5 % в год).

Усугубление структурных диспропорций в экономике, включая диспропорции реальных и финансовых (портфельных) инвестиций, экономического роста, долга, инфляции, монетарной политики и цен на активы. Снижаются не только темпы реального экономического роста, но и потенциальный экономический рост. Поворачивают вспять тенденции прошлых десятилетий, в том числе – перенос промышленного производства из развитых стран в развивающиеся. Практически неизбежным представляется наступление в ближайшие пять лет очередного глобального финансового кризиса и фискального кризиса в целом ряде государств.

Формирование новой архитектуры мировой экономики и переопределение ее правил. На смену нескольких взаимосвязанных главных торговых центров в Европе и Северной Америке пришла сложная разветвленная сеть глобальной торговли. В целях обеспечения экономической, в том числе энергетической, безопасности многие страны стремятся к диверсификации торговых связей и развитию внутреннего рынка. Быстро набирает силу тенденция создания экономических блоков и альянсов. Знаковыми событиями 2015 года стали подписание соглашения о Транстихоокеанском партнерстве (ТТП) и принятие Россией и КНР меморандума о «сопряжении» Евразийского экономического союза и проекта «Экономический пояс Шелкового пути». Обратной стороной указанного процесса является уменьшение роли или даже вывод из игры существующих государственных и международных институтов (ООН, ВТО, Всемирный банк, МВФ и т.д.).

Политизация экономических отношений. Практически все виды экономической деятельности – торговля, доступ к финансам и инвестициям, платежных систем и т.д., использующие глобальные инфраструктуры или иные формы межгосударственной зависимости, с

нарастающей активностью используются в качестве инструментов экономических войн и политической борьбы.

Чрезмерно географически длинные и разбросанные цепочки создания стоимости являются в современных условиях нестабильности и конфронтации слишком уязвимыми во всех отношениях. Многие страны, реагируя на нарастание геополитической нестабильности, стремятся к сохранению и/или достижению максимально возможного уровня экономической, в том числе энергетической, безопасности. Основными инструментами здесь является диверсификация торговых связей и развитие внутреннего рынка.

1.1.6. Техносфера

Формирование новых мировых центров научно-технологического развития и ужесточение технологической конкуренции. Развитие новых технологий обеспечивает опережающий рост рынков инновационных наукоемких продуктов (10–20 % в год) по сравнению с мировой экономикой и мировой торговлей. Инновационные направления активно осваивают как развитые, так и новые индустриальные страны, в том числе Индия и Китай.

Развитие ряда «подрывных» направлений научно-технологического развития.

В ряде исследований констатируется, что ведущие экономики мира, несмотря на беспрецедентно высокий уровень инвестиций и численность занятых и в сфере НИОКР, уже длительное время находятся на «технологическом плато». Распространение «рыночных» отношений в сфере науки и разработки технологий привело к измельчанию тематики и концентрации усилий на улучшающих и поддерживающих инновациях. «Прорывные» инновации, способствующие резкому расширению существующих рынков (со стороны предложения или спроса) в последнюю четверть века были сравнительно редкими. В частности, в сфере энергетики к таковым можно причислить технологии добычи сланцевой нефти, технологии товарного производства сжиженного природного газа и технологии солнечной энергетики.

В то же время появился ряд новых, революционных технологий, в основном на опытной или демонстрационной стадии, которые способны подорвать («закрыть») существующие рынки и обеспечить переход лидеров мирового развития на новый технологический уровень. В то же время они могут оказаться подрывными и в другом, буквальном смысле, то есть стать оружием или инструментами в руках асоциальных групп, криминальных и террористических структур и индивидов.

В качестве *подрывных технологий* могут рассматриваться:

– информационно-коммуникационные и компьютерные технологии, включая искусственный и кибернетический интеллект;

- новые технологии производства и автоматизации, включая 3D-печать и другие аддитивные технологии;
- биотехнологии, включая генную инженерию;
- нанотехнологии, в том числе создание новых материалов с уникальными свойствами;
- технологии «новой энергетики».

Перечисленные выше макротехнологии позволят не только внести усовершенствования в те или иные сектора экономики, но имеют достаточный потенциал для того, чтобы изменить модели труда и занятости, положить конец доминированию массового концентрированного производства, а посредством реализации таких идей, как «промышленный интернет» (или «интернет вещей») существенно трансформировать целый ряд сфер общественной жизни.

Указанные макротехнологии (крупные технологические направления) не только сами менее энергоемкие, чем традиционные, но и производимые ими товары, как правило, являются более энергосберегающими и энергоэффективными.

1.1.7. Энергетика

Снижение энергоемкости мирового экономического роста. Темпы роста спроса на энергию все меньше зависят от темпов роста мировой экономики и населения. Это означает, что мировой спрос на энергоносители будет расти еще медленнее, чем мировая экономика. Сценарий развития мирового ТЭК, описываемый в качестве базового в большинстве прогнозов зарубежных аналитиков, предполагает, что глобальный спрос на энергоносители вырастет к 2040 году приблизительно на 35 – 45 % при стабилизации потребления энергии в странах ОЭСР.

Трансформации глобального спроса на энергию и мировой торговли энергоресурсами. С одной стороны, ожидается стагнация спроса на энергию в Европе, Японии, Южной Корее и Северной Америке, с другой стороны – активный рост в Азии, где сосредоточится 60 % мирового спроса, а также в Африке, на Ближнем Востоке и в Латинской Америке. С середины 2020-х годов Индия, Юго-Восточная Азия, Ближний Восток и часть Африки к югу от Сахары станут основными драйверами роста мирового энергетического спроса.

Отмечается замедление темпов роста спроса на нефть: сейчас спрос на нефть растет примерно на 1 – 1,3 % в год, в основном за счет АТР и США, но и в США, и в КНР темпы роста спроса замедляются.

Тем не менее, нефть еще длительное время (по меньшей мере, до 2030 года) останется самым ходовым товаром как по абсолютным объемам экспорта, так и по доле в мировом обороте. Центром глобального рынка нефти станет Азия, вследствие чего немногочисленные маршруты поставок в этот регион имеют стратегическую важность. Китай уверенно движется к первому месту в мире по потреблению нефти (сейчас он занимает второе место по импорту нефти),

опережая Соединенные Штаты Америки, где потребление нефти, наоборот, упадет до минимального уровня за несколько десятилетий.

Наиболее динамичные темпы роста прогнозируются для мировой торговли газом, рынок которого стал глобальным и удельный вес которого в общем объеме мировых потоков ископаемых топливных ресурсов должен вырасти к 2040 году до 22-25 % (по сравнению с 17 % в 2012 году). При этом торговля СПГ обеспечит почти 60 % этого прироста, опередив по темпам торговлю трубопроводным газом.

При сохранении отдельных перспективных географических зон для развития угольного экспорта в Азии, следует учитывать, что конкуренция мировых производителей на этих рынках будет все более острой, а их удаленность от основных российских месторождений будет все более сказываться на уровне транспортных затрат.

Основными центрами производства энергоносителей останутся действующие лидеры (Саудовская Аравия, США, Россия, Катар, Кувейт, Нигерия, Венесуэла, Канада, Китай) либо страны, где активно развиваются экспортно - ориентированные отрасли ТЭК (Австралия, Бразилия, Ирак, Иран и др.).

Ужесточение экономических условий развития мировой нефтяной и газовой промышленности.

Замедление роста спроса на нефть и газ в сочетании с наращиванием добычи и рядом других факторов усиливает конкуренцию на соответствующих мировых рынках.

Мировая нефтяная отрасль существенно монополизирована немногочисленными глобальными ТНК, образовавшимися в конце прошлого – начале нынешнего века путем слияний и поглощений; то же самое характерно для рынка нефтесервисных услуг. В результате ситуация на мировом рынке существенно зависит от финансового состояния и политики ограниченного числа корпоративных игроков.

Происходит удорожание себестоимости добычи углеводородов из-за истощения сравнительно легкодоступных запасов и необходимости разрабатывать труднодоступные запасы, переходить из старых, обустроенных мест в новые, инфраструктурно необеспеченные регионы, на шельф и т.д. Необходимость постоянного увеличения инвестиций в геологоразведочные работы и в освоение новых месторождений усиливает глобальную конкуренцию за иностранные инвестиции. При этом инвестиционная привлекательность нефтегазового сектора находится под нарастающим давлением со стороны альтернативной энергетики, климатической и экологической политики.

Высокая волатильность на мировых энергетических рынках неблагоприятно сказывается на финансовой устойчивости и капитализации нефтегазовых компаний.

Изменение глобального топливно-энергетического баланса и возрастание межтопливной конкуренции.

К 2040 году, по прогнозу МЭА, на нефть, газ, уголь и низкоуглеродные источники энергии придется по четверти мирового рынка энергии. При этом:

- электрическая энергия станет к 2050 г. наиболее важным конечным энергоносителем, опережая нефтепродукты;

- мировое потребление энергии на основе ВИЭ к 2035 г. может вырасти почти в 2 раза. Наибольший рост потребления будет наблюдаться в США, ЕС и Китае. Еще более заметную роль ВИЭ будет играть в производстве электроэнергии: к 2035 г. ее доля вырастет почти в 2,5 раза;

- мировое потребление нефти вырастет на 10–20 %, а добыча нефти в большинстве стран, не входящих в ОПЕК, начнет падать к 2040 г. в связи с исчерпанием дешевой части запасов. В отношении доли нефти большинство прогнозов ожидают падения с трети мирового энергопотребления до примерно четверти;

- доля угля, вероятнее всего, стабилизируется или снизится, в худшем для отрасли варианте с нынешних 28 % до 19 – 20 %. К 2035 году уголь может уступить ВИЭ (включая гидроэнергетику) статус ведущего мирового энергоресурса для электрогенерации (снижение доли угля с 41 % в 2012 году до 31 % в 2040 году). Тем не менее, в крупнейших экономиках Азии (прежде всего в Китае и Индии) уголь может еще долгие годы занимать существенное место в топливно-энергетическом балансе. Возможен краткосрочный рост мирового спроса на уголь в период до 2025 года;

- межтопливная конкуренция: усиливается как за счет удешевления нетрадиционных энергоресурсов, так и за счет появления технологий, позволяющих более полноценно переключаться между энергоносителями.

Изменение приоритетов в повестке энергетической безопасности: рост значимости электроэнергетики.

Предрекаемая «эра электричества» снизит значимость углеродных энергоресурсов и, соответственно, международную значимость стран, чей статус зависит от их экспорта.

Кроме того, для повышения надежности электроэнергетических систем потребуются инвестиции в крупномасштабные активно-адаптивные (интеллектуальные) электрические сети, развитие распределенной интеграции и ВИЭ, а также решение проблемы защиты от кибератак.

Возрастание роли новых технологий в развитии энергетики. Это выражается как в изменениях в традиционных областях ТЭК («сланцевая революция», СПГ и др.), так и в формировании «новой энергетики», основанной на ВИЭ, распределенной генерации, интеллектуализации и т.д., а также в развитии энергосберегающих и энергоэффективных технологий на транспорте, в ЖКХ и промышленности.

1.2. Влияние технологического развития на энергетические рынки

1.2.1. Мировой рынок нефти

В мировой нефтяной отрасли в последние несколько лет произошли существенные изменения, под влиянием которых еще долго будет находиться практически вся мировая экономика. Наиболее ярким их проявлением стал ценовой шок (двукратное падение мировых цен) 2014–2015 гг.

Одной из причин этого стала «сланцевая революция», которая получила распространение в США и, отчасти, в Канаде. Добыча нефти низкопроницаемых пластов в Северной Америке обеспечила почти весь прирост мировой добычи в 2013–2014 гг. и дала толчок разбалансировке мирового рынка. Развитие этого направления продолжается путем снижения себестоимости добычи посредством повышения операционной эффективности и технологической оптимизации (прежде всего за счет увеличения скорости бурения, эффективности заканчивания скважин и увеличения плотности бурения).

Кроме того, наметился еще ряд технологических прорывов в области совершенствования сланцевых технологий нефтедобычи, среди которых:

- существенное повышение эффективности гидроразрыва на основе интеграции процессов ускоренной обработки больших массивов геофизической информации (с помощью микросейсмического анализа) и моделирования изменений в пластах в режиме реального времени;
- удешевление переработки водных стоков (объем которых составляет десятки тысяч тонн на каждую пробуренную скважину) путем применения технологий на основе флокулянтов, а также ультрафиолетовых лучей и ультразвука;
- безводные технологии разрыва пласта, главным образом на базе закачки газов высокого давления.

На стороне потребления наиболее существенный вклад в дальнейшую разбалансировку мирового рынка посредством *сокращения мирового спроса на нефть* способны внести крупнейшие потребители нефтяного сырья – транспорт, электроэнергетика и теплоснабжение зданий, – осуществляющие активное технологическое развитие.

Рост населения, урбанизация, увеличение доходов и распространение «стандартов жизни» среднего класса создают спрос на топливо (автомобили), тепло (отопление зданий), электроэнергию (электрификация транспорта и быта, кондиционирование зданий).

Длительный глобальный тренд *автомобилизации общества*, обеспечивавший постоянный рост спроса на моторное топливо, в настоящее время поддерживается в основном за счет расширения автомобильных рынков развивающихся стран. В развитых странах процесс насыщения общества автомобильной техникой близок к завершению, а обновление автомобильного парка приведет не к росту, но, как показывает практика, к снижению потребления

топлива. *На транспорте* основными факторами сокращения спроса на нефтепродукты в ближайшие десятилетия будут:

- повышение топливной эффективности автомобильного транспорта, главным образом за счет совершенствования двигателей внутреннего сгорания;
- ограничения на использование дизельного топлива и бензина;
- распространение новых типов автомобилей, не использующих бензин или дизельное топливо (электромобилей, автомобилей на топливных элементах);
- развитие индустрии биотоплива;
- повышение топливной эффективности авиатранспорта.

В электроэнергетике наиболее весомый вклад в снижение уровня потребления нефти внесет ускоренное развитие технологий электрогенерации на базе ВИЭ, а также связанное с этим массовое внедрение децентрализованных систем распределенного электроснабжения. Прогнозируется существенный рост доли ВИЭ в мировом объеме электрогенерации (примерно в полтора раза с нынешних 21 %, а без гидроэнергетики – в 3–4 раза, с 3 до 12 %). В электрогенерации уже в ближайшее время ВИЭ могут обойти газ как второй по мировой значимости энергоноситель, а к 2035 г. выйти на первое место в данной области. Наибольший прирост объемов электрогенерации на базе ВИЭ прогнозируется в Китае (в абсолютных величинах больше, чем в США, ЕС и Японии, вместе взятых).

В теплоснабжении зданий сокращение спроса на нефтепродукты связано, во-первых, с замещением их природным газом и электроэнергией в результате межтопливной конкуренции и, во-вторых, с дальнейшим ужесточением нормативов тепловой защиты зданий, что в развитых странах уже привело к кардинальному (в разы) повышению энергоэффективности зданий и соответствующему сокращению потребления энергии на цели отопления и кондиционирования.

В итоге комбинированное воздействие технологических сдвигов, с одной стороны, работающих на динамичное сокращение мирового спроса на нефть, а с другой – постоянно подпитывающих расширение эффективной нефтедобычи, способно служить мощным драйвером сохранения относительно низких цен на нефть в долгосрочной перспективе.

С другой стороны, стремление многих стран к энергетической безопасности, понимаемой, в том числе, как относительная независимость от экспорта нефти посредством собственной добычи, будет способствовать повышенному спросу на нефтесервисные услуги.

1.2.2. Мировой рынок газа

Формирование глобального рынка газа произошло благодаря крупномасштабному транспорту СПГ, что в свою очередь стало возможным в результате разработки и внедрения энергетически и экономически эффективных технологий крупномасштабного производства СПГ и

его последующей регазификации, а также специализированных крупнотоннажных судов-газовозов. Поскольку сжижение позволяет уменьшить объем исходного газа примерно в 600 раз, танкерные поставки СПГ получают экономическое преимущество перед трубопроводным транспортом газа при его передаче на большие расстояния.

Продолжение «сланцевой революции» способно резко увеличить предложение газа на мировом рынке, необеспеченное соответствующим ростом спроса. Это может произойти вследствие распространения сланцевых технологий газодобычи из США в другие страны, а также дальнейшего развития технологий, позволяющего повысить объемы и экономическую эффективность добычи на сланцевых полях в различных регионах мира.

В частности, экспорт «сланцевых» технологий США наряду с развитием рынка сжиженного природного газа может превратить ряд стран, входящих в первую десятку по запасам сланцевого газа, в крупных экспортеров газа. К их числу относятся Австралия, Аргентина, Алжир, Канада (уже ведет добычу сланцевого газа), Мексика, Южная Африка и Бразилия. Подобное расширение географии газовой «сланцевой революции» может увеличить мировое предложение газа в несколько раз.

1.2.3. Мировой рынок энергетического угля

Перспективное снижение значимости угля в качестве основного ресурса для электрогенерации является одним из наиболее очевидных последствий динамичного удешевления технологий в сегменте ВИЭ для традиционных энергетических рынков.

Самым отчетливым образом эта тенденция уже проявилась в последнее десятилетие в странах ОЭСР, где ее эффект был усилен еще и целым рядом других событий, включая глобальный финансовый кризис, резкий подъем добычи сланцевого газа в США и ужесточение государственной политики «декарбонизации».

При этом весьма важную роль в сохранении позиций угля в энергетике азиатских стран может сыграть развитие новых технологий сжигания и переработки угля, включая использование энергоблоков с ультрасверхкритическими параметрами пара (УСКП).

1.2.4. Электроэнергетика и теплоснабжение

На стороне конечного потребления энергоресурсов также происходят или намечаются изменения, которые окажут существенное влияние на энергетику.

С одной стороны, урбанизация и стремление к комфорту привело к росту масштабов применения *технологий климат-контроля* (отопление и кондиционирование) в жилых, общественных и производственных зданиях, а также широкого спектра бытовой техники, что влечет за собой увеличение спроса на тепловую и электрическую энергию.

С другой стороны, политика энергосбережения и повышения энергоэффективности стимулирует разработку, внедрение и широкое распространения в быту целого ряда новых технологий, технических решений и материалов, среди которых:

- *новые теплоизоляционные материалы и архитектурно-планировочные решения* при сооружении и капитальном ремонте зданий, новые технологические концепции в данной сфере, в частности, «*пассивный дом*» и «*дом с нулевым энергопотреблением*»;
- *приборы учета и контроля потребления ТЭР*, в том числе «интеллектуальные» приборов учета и контроля потребления ТЭР, обеспечивающие оперативное взаимодействие потребителя энергии с ее поставщиком в режиме реального времени;
- *энергоэффективные системы освещения* на основе люминесцентных и светодиодных осветительных приборов, что позволяет существенно сократить потребление электроэнергии на цели освещения (на которые в настоящее время в разных странах расходуется 12-18% вырабатываемой электроэнергии);
- *тепловые насосы*, позволяющие использовать *низкопотенциальное тепло* антропогенного (производственных процессов и сточных вод) и природного (тепло грунта и атмосферного воздуха) происхождения для целей отопления зданий и горячего водоснабжения небольших потребителей.

Децентрализация производства изменила действующий в течение всего XX века тренд на укрупнение промышленных производств и их концентрацию, следствием которого были концентрация электрических и тепловых нагрузок, рост единичных мощностей энергетического оборудования, передача больших объемов электрической энергии на дальние расстояния.

Совершенствование технологий производства электрической энергии небольшой мощности (менее 25 МВт) на органическом топливе и на основе ВИЭ, кардинальное улучшение их технико-экономических показателей благоприятствует развитию так называемой *распределенной генерации*. Установки малой электрогенерации, обладающие высокой «системной гибкостью», могут эксплуатироваться автономно, подключаться к распределительной сети крупной энергосистемы или объединяться в собственную небольшую сеть («*микросеть*»). Размещение генерирующих установок на площадке потребителя позволяет исключить сетевую составляющую в стоимости энергии, повысить эффективность использования топлива, надежность и качество энергоснабжения. Потребители становятся производителями электрической энергии, что дает им возможность полного или частичного отказа от использования услуг централизованного электроснабжения.

Тенденции индивидуализации, ресурсосбережения и распространения экологических стандартов проявляются также:

– в *индивидуальной электрогенерации* (микрогенерации) с использованием установок электрической мощностью менее 100 кВт преимущественно на природном газе (газопоршневые двигатели, микротурбины, топливные элементы), а также на базе ВИЭ («крышные» солнечные электростанции, миниатюрные ветрогенераторы и др.);

– в применении *когенерационных (тригенерационных) установок*, что обеспечивает дополнительную эффективность распределенной генерации.

В свою очередь, развитие распределенной генерации стимулирует разработку и применение принципиально новых сетевых технологий, таких как:

– *интеллектуальные (активно-адаптивные) микросети («микрогрид»)*, представляющие собой совокупность технических средств (силовая электроника, сенсоры, измерительные приборы, исполнительные механизмы и т.д.) и систем управления ими на базе современных информационно-коммуникационных технологий и методов прогнозирования, обеспечивающих эффективное управление конечным энергопотреблением по экономическому критерию, прогнозирование в реальном времени спроса и предложения энергии и ее ценовых атрибутов, двунаправленный обмен энергией и информацией, мониторинг и диагностику состояния основных элементов системы, самовосстановление ее работоспособности и др.;

– *«виртуальная электростанция»* – инструмент интеграции объектов распределенной генерации, накопителей электроэнергии и потребителей с управляемой нагрузкой для их совместного участия в энергосистеме, оказания системных услуг и взаимного резервирования (локальная электронная торговая площадка); включает средства дистанционного мониторинга технического состояния объектов, оперативного учета располагаемой мощности, управления режимами, коммерческого учета перетоков, расчетных модулей и др.;

– *«Энергетический Интернет»* – сетевые технологии, обеспечивающие дистанционное управление взаимодействием и функционированием производящих и потребляющих энергию установок.

Тем не менее, несмотря на высокие темпы развития распределенной генерации, основу электроэнергетики большинства стран мира в прогнозном периоде будут составлять сложившиеся системы централизованного электроснабжения, базирующиеся на крупных электростанциях: традиционных (ТЭС, АЭС, ГЭС) или на базе ВИЭ – так называемых «сетевых» ветряных и солнечных электростанциях (ВЭС и СЭС соответственной). Поэтому имеются все основания ожидать продолжения технологического развития газовой и угольной электрогенерации, атомной энергетики (новые типы реакторов на тепловых и быстрых нейтронах), электро- и теплосетевых технологий.

Развитие информационно-коммуникационных и вычислительных технологий, средств автоматизации и роботизации технологических процессов, сенсорных систем и т.д. создают

технологическую основу «интеллектуализации» управления объектами ТЭК различного уровня (приборы учета потребления энергии; скважины, месторождения, шахты, разрезы; электроэнергетические, тепло- и газоснабжающие системы).

1.3. Альтернативные сценарии развития мировой энергетики

Ниже представлены возможные альтернативные сценарии развития мировой энергетики, реализация которых коренным образом меняет внешние условия для развития отечественных отраслей ТЭК и, следовательно, оказывает существенное влияние на требования к их перспективной технологической структуре.

Ключевыми вопросами дальнейшего развития мировой энергетики в настоящее время видятся уровень цен и спрос на нефть, темпы развития возобновляемой энергетики и жесткость «климатических ограничений» (юридически обязывающее квотирование выбросов парниковых газов). При этом быстрый переход к неуглеродной энергетике сделает вопрос о цене на нефть неактуальным, поскольку существенно упадет спрос на нее. Соответственно в зависимости от того или иного ответа на указанные вопросы возможны три сценария.

Новая эпоха углеводородов

В случае ускоренного роста мировой экономики (не ниже 3,5 % в год) и временного снижения по тем или иным причинам потенциала добычи нефти в мировой энергетике сложатся условия для одновременного роста спроса и цены на нефть (например, к 2020 году до 80 долл./барр. в долларах 2014 года, а к 2030 году – свыше 100 долл./барр.). За этим последует рост цены на газ и уголь (который, тем не менее, останется под давлением климатической политики). В результате повышения цен и спроса будет обеспечен достаточный объем инвестиций, необходимых для компенсации истощения действующих месторождений углеводородов и увеличения добычи, в том числе посредством реализации капиталоемких проектов глубоководной и шельфовой добычи, разработки трудноизвлекаемых запасов разного рода.

В этом случае возможен частичный возврат к тренду, существовавшему до 2014 года, но с ускоренным развитием газового рынка, что позволяет назвать этот период «новый эпохой углеводородов».

Эпоха низких цен на углеводороды

В случае низких темпов роста мировой экономики (ниже 3 %) и сохранения потенциала добычи нефти, включая «регуляторное» воздействие добычи сланцевой нефти в США и продолжение стратегии стран ОПЕК и других производителей на сохранение доли рынка в ущерб ценам, низкий уровень цен на нефть (а также газ и уголь) может оказаться долговременным. При сохранении или медленном росте спроса наступит эпоха относительно низких цен, при которых

нефтегазовый сектор потеряет инвестиционную сверхпривлекательность и столкнется с затруднениями в привлечении средств в свои проекты.

Согласно одному из вариантов этого сценария, новое равновесие на рынке нефти достигается в диапазоне 50-60 долл./барр. и сохраняется вплоть до середины 2020-х годов, после чего вследствие выбытия экономически неэффективных добычных мощностей и снижения инвестиций в новую добычу цены станут медленно повышаться до уровня примерно в \$80 за баррель в 2040 году.

В последнее время складывается обоснованное мнение, что нефть из «эксклюзивного» («рентного») товара стала постепенно превращаться в обычный товар с традиционным рыночным механизмом ценообразования на основе себестоимости замыкающих производств и затрат на логистику.

Низкие цены будут стимулировать использование нефти и нефтепродуктов (в основном со стороны транспорта), а также газа и снижать возможности инвестиций в переключение на альтернативные виды топлива.

Мощный импульс реализации данного сценария может дать начало *широкомасштабной разработки колоссальных ресурсов метана газогидратных месторождений*. Вывод на рынок потенциально больших объемов газа, естественно, станет дополнительным стимулом для снижения цен на углеводороды.

При современном уровне мирового потребления газа прогнозные запасы газовых гидратов могут обеспечить энергетические потребности человечества, по самым скромным расчетам, на сотни лет. Имеющиеся предварительные оценки мировых ресурсов газа в гидратах дают величину в 2800 трлн м³, что превышает на 35 % оценки всех других запасов газа в совокупности (или в 15 раз текущие оценки запасов сланцевого газа). Важным стимулом для ускоренного освоения этого нового вида энергоресурсов является его достаточно равномерное географическое распределение по континентам, в том числе по акваториям стран, обделенных традиционными нефтегазовыми ресурсами. В частности, потенциально крупными регионами добычи могут здесь стать не только Аляска и Мексиканский залив, но и Япония, Индия, Китай, Южная Корея, Малайзия. В 60–70-х годах XX века советские исследования в области разработки газогидратных месторождений были одними из первых в мире, сегодня 10–30-летний опыт в этом накопили такие страны, как Япония, США, Канада, Индия, и в последние годы уже появились первые практические результаты.

Хотя по консервативным оценкам промышленная эксплуатация газовых гидратов может стать важным фактором в мировой энергетике только через 30-40 лет, не исключен и сценарий форсированного, прорывного развития этих технологий. Переход к массовой разработке газогидратных месторождений требует создания как принципиально новых технологий, так и

усовершенствования и удешевления известных, что значительно повышает вероятность достижения экономически приемлемой себестоимости добычи в обозримой перспективе. В случае значительного успеха одной из стран, ведущих исследования и разработки в этой сфере, следует ожидать немедленной реакции других стран, обладающих значительными запасами газовых гидратов, быстрый рост инвестиционных бюджетов, новые технологические прорывы и стремительное нарастание предложения газа на мировом газовом рынке.

В этом сценарии неизбежна жесткая «война за рынки», поскольку компенсировать потерю прибыли вследствие низких цен производители ТЭР смогут, только снижая издержки и увеличивая продажи.

Процесс распространения возобновляемой энергетики, за исключением биотоплива, в данных условиях, по мнению, например, МЭА, будет продолжаться, так как сохранятся политические соображения, лежащие в основе поддержки возобновляемой энергетики.

Энергетическая революция

Поскольку традиционные месторождения углеводородов истощаются и стоимость их добычи неуклонно растет, а цены на использующие ВИЭ энергоустановки быстро снижаются, вопрос об «энергетической революции», под которой понимается смена тенденции роста потребления углеродного топлива на тенденцию его устойчивого снижения, что приведет к замене ресурсной и технологической базы энергетики с доминирующей углеродной на «равноправную» или даже преимущественно возобновляемую и «чистую», представляется в принципе решенным. Уже сейчас около половины новых мощностей в электрогенерации основаны на ВИЭ, и ожидается, что в горизонте до 2040 г. инвестиции в возобновляемую энергетику составят примерно 60% всех вложений в новую генерацию.

Согласно одному из недавних международных экспертных опросов, переход к выработке 70% электрической энергии на основе ВИЭ в странах, где работают эксперты, почти половина опрошенных ожидают в 2030 г., а более 80 % уверены в том, что это случится не позже 2050 года. Германия официально провозгласила достижение к 2050 г. доли ВИЭ в 80 % в производстве электрической энергии, и 60 % – в общем энергобалансе; а в исследованиях немецких специалистов доказывается возможность 100 % возобновляемой энергетики для тепло- и электроснабжения Германии. Китай еще до 2020 г. рассчитывает перевести на ВИЭ до одной трети всей генерации.

На пути к полному успеху энергетической революции в заинтересованных в ней странах пока имеются три основные препятствия:

1) нестабильность (неравномерности) выработки электрической энергии на установках с ВИЭ. Выход видят в создании гибридных или комбинированных установок (например, солнце – ветер) и/или дешевых емких накопителей энергии (аккумуляторов), которые, по общему мнению,

должны однозначно решить вопрос в пользу ВИЭ. Следует отметить, что, как показывает международный опыт, достаточно разветвленные электросети способны без проблем справляться с нестабильностью генерации на основе ВИЭ при доле последних, как минимум, до 10 %;

2) экономическая эффективность генерации на основе ВИЭ в целом пока ниже, чем на традиционных источниках (что будет особенно значимо при сохранении низких цен на углеводороды). Однако уже сейчас в Германии солнце и ветер конкурируют с газовой генерацией по показателю приведенной стоимости производства электричества (LCOE) в условиях инсоляции, соответствующей уровню Московской области. В США по тому же показателю береговая ветроэнергетика является самым экономичным способом производства электричества.

Согласно отчету Международного агентства по возобновляемой энергетике (IRENA) за 2015 год, стоимость производства электричества береговыми ветровыми установками в геотермальной и гидроэнергетике, а также на основе биомассы равна или ниже, чем стоимость генерации угольными, газовыми и дизельными электростанциями даже без финансовой поддержки и при снижающихся ценах на нефть. Во многих странах, включая европейские, энергия ветра является одной из самых конкурентоспособных источников новых энергетических мощностей. Ожидается также, что цена на солнечные модули упадет на 40 % в течение четырех-пяти лет, что способно кардинально улучшить экономику ВИЭ. Справедливости ради необходимо заметить, что все эти оценки касаются сопоставления стоимости генерации электроэнергии без учета негативных системных эффектов, обусловленных стохастической энергоотдачей установок на базе ВИЭ и связанных с этим дополнительных затрат в системе;

3) субсидии, необходимые для распространения ВИЭ. Субсидии для потребления топлива и электроэнергии из ископаемых видов топлива достигли в 2013 г. 550 млрд долл., что почти в четыре раза больше, чем дотации сектору возобновляемых источников энергии. По мнению МЭА и других организаций, это сильно сдерживает инвестиции в повышение энергоэффективности и разработку возобновляемых источников энергии.

Соответственно, ускоренное повышение экономической эффективности энергоустановок на основе ВИЭ, решение проблемы нестабильной выработки и отказ от субсидирования углеводородного топлива могут существенно приблизить победу энергетической революции.

Дополнительным мощным стимулом для реализации данного сценария может стать введение ограничений на выбросы парниковых газов, что может сделать использование органических топлив, прежде всего угля, экономически нерентабельным.

При переходе к низкоуглеродной энергетике значительную роль могут сыграть ядерные энергетические технологии. В разработке многих из них Россия прочно занимает лидерские позиции. Инновационные ядерные энергоустановки могут эффективно дополнить крупномасштабное развитие возобновляемой энергетике. В частности, их применение поможет

стабилизировать режимы электрогенерации за счет эффективного покрытия базовой части электрической нагрузки, доля которой в суточном графике нагрузки составляет 50–70 %, повысить устойчивость электроэнергетических систем и т.д. Востребованными могут оказаться мощные ядерные энергетические комплексы по производству водорода. Новые ядерные технологии смогут расширить ресурсную базу ядерной энергетики (вовлечение в ядерный баланс отработанного урана-238 и тория-232), улучшить эффективность использования ядерного топлива за счет повышения термодинамических параметров энергоустановок, расширить области использования атомной энергии путем создания ядерных реакторов малой мощности, высокотемпературных реакторов и т.д.

1.4. Выводы

Произошедшие в последнее время изменения в нефтегазовом секторе мировой энергетики показывают, что на первое место среди долгосрочных определяющих факторов развития выходят технологии, отодвигая объем и качество ресурсной базы как таковой. Причем технологическое развитие стало признаком не только крупных транснациональных компаний, но и мелких локальных компаний, имеющих доступ к соответствующему технологическому инструментарию. Этот сдвиг будет оказывать решающее влияние на предложение на рынках углеводородов и станет главным фактором ужесточения конкуренции на этих рынках.

В этом отношении российские нефтегазовые компании окажутся подвержены высоким рискам, если их стратегия развития будут определяться не ориентацией на достижение технологического совершенства, а монопольным доступом к ресурсной базе в сочетании с ограниченным числом крупных проектов, чьи высокие издержки покрываются только в случае благоприятной ценовой среды на мировых рынках энергоносителей.

В настоящее время в условиях высокой неопределенности в отношении целого ряда ключевых факторов мирового развития достаточно трудно оценить вероятность тех или иных сценариев будущего. С учетом инфраструктурного характера и высокой инерционности энергетики сценарий новой эпохи углеводородов (с теми или иными вариациями) выглядит наиболее вероятным. Достаточно вероятным, чтобы принимать его во внимание, является сценарий низких цен. Следующим по вероятности в прогнозном периоде, но наиболее критическим по значимости представляется сценарий энергетической революции, пусть и не в полном объеме. Отрасли ТЭК страны должны быть технологически готовы к любому из них.

2. Макроэкономические, структурные и институциональные условия научно-технологического развития ТЭК

2.1. Макроэкономические и структурные условия

В 2012–2014 гг. Россия по добыче нефти (включая газовый конденсат) делила первое-второе место в мире с Саудовской Аравией (12,7 – 12,9 % мировой добычи в 2014 году) и была вторым в мире экспортером нефти. По добыче природного газа Россия (19,6 % в 2013 году, 16,7 % в 2014 году) уступает только США (21,4 % мировой добычи в 2014 году), но уверенно удерживает первое место по экспорту газа. В добыче угля Россия занимает шестое место (4,3 %), а по объемам экспорта – третье место в мире.

Лидирующее место в мировой торговле энергоресурсами и экспорт почти половины производимой первичной энергии имеет для России и обратную сторону, а именно: высокую зависимость российской экономики от отраслей ТЭК и экспорта энергоресурсов. Доля ТЭК в инвестициях в основной капитал и в структуре доходов федерального бюджета составляет около одной трети, а в российском экспорте (в стоимостном выражении) – 63 % (2015 г.). Вклад ТЭК в ВВП страны – 27 %.

Структура топливно-энергетического баланса (ТЭБ) России в период 2010–2015 гг. изменялась незначительно, характеризуясь главным образом тем, что газ и другие энергоносители в потреблении вытесняли уголь:

– на стороне производства первичной энергии: доля газа изменялась в пределах от 39 до 41,5 %, нефти и конденсата – от 39 до 40 %, угля и прочего твердого топлива – от 12 до 13,5 %, гидроэнергетики – около 3 %, атомной энергетики – около 3 %, ВИЭ – около 1 %;

– на стороне потребления: доля газа – от 51 до 52 %, нефтепродуктов – от 17 до 18 %, твердого топлива – от 16 до 19 %, неуглеродного топлива – от 12 до 14 %.

2.1.1. Нефтегазовый сектор

Нефтегазовый сектор является основным источником пополнения федерального бюджета – 43 % в 2015 году (доля его в ВВП более скромная – около 22 %). Отсюда вытекает первостепенная важность задачи обеспечения устойчивости его функционирования и развития, решать которую необходимо начиная с воспроизводства сырьевой базы, то есть с геологоразведочных работ (ГРП).

Геологоразведка. Россия обладает одним из крупнейших в мире минерально-сырьевым потенциалом, являющимся основой гарантированного обеспечения экономической и энергетической безопасности страны, удовлетворения текущих и перспективных потребностей российской экономики в углеводородном сырье, угле и уране. По состоянию на 1 января 2014 г. объем учтенных запасов АВС1 достиг 18,2 млрд т нефти и 49,5 трлн куб. м газа.

В настоящее время на разведку ископаемых топлив приходится около 76-78 % расходов на проведение геологоразведочных работ в стране, или более 140-150 млрд руб. в год из различных источников финансирования (причем значительная часть этих средств уходит зарубежным компаниям).

Серьезные риски для восполнения ресурсной базы в среднесрочной перспективе возникают в связи с сокращением ГРР.

Нефтяная отрасль. Нефтяная отрасль России в части нефтедобычи:

- поступательно увеличивает добычу нефти (включая конденсат) начиная с 1996 г., когда она находилась на минимальном уровне (301 млн т), к 2014 г. добыча увеличилась в 1,7 раза и превысила 526 млн т (вместе с газовым конденсатом, доля которого примерно 4,8 %).

- поставляет основной экспортный продукт ТЭК. В стоимостной структуре экспорта ТЭР доля нефти достигает 48 %, и в последние годы составляла 170-180 млрд долл. в год. Начавшаяся в 2007 г. тенденция сокращения объемов экспорта нефти (с 258 млн т до чуть более 223 млн т в 2014 г.) в 2015 г. сменилась повышением (ожидается 239 млн т);

- является сильно консолидированной отраслью. Доля крупных предприятий в общем объеме добычи нефти превышает 96,7 %. При этом более 80 % нефти добывается пятью крупнейшими отечественными компаниями. На долю средних предприятий приходится 3,2 % (около 17 млн т в год) и малых – 0,1 %, причем доля малых предприятий сокращается;

- сталкивается с постоянным ростом затрат на разработку месторождений и создание соответствующей инфраструктуры в связи с тем, что значительная часть разведанных за последние 20 лет нефтяных запасов находится в труднодоступных местах;

- характеризуется существенной зависимостью рентабельности добычи на многих месторождениях от фискальной нагрузки и ряда других внешних экономических условий;

- довольно сильно зависит от иностранных технологий и в еще большей степени – от внешних рынков капитала. По этой причине введенные против российского нефтегазового сектора санкции вызвали пересмотр и оптимизацию инвестиционных программ, вследствие чего ряд капиталоемких проектов оказался сдвинут в будущее.

Одним из приоритетов в добыче нефти в *долгосрочной перспективе* может стать добыча тяжелой и вязкой нефти, ресурсы которой в стране огромны. Они оцениваются в 7 млрд т, и по этому показателю Россия занимает третье место в мире после Канады и Венесуэлы. Причем эти

ресурсы находятся в районах с развитой инфраструктурой, созданной для добычи традиционной нефти (в европейской части страны, Западной Сибири и на Сахалине). В принципе, разработка таких месторождений является экономически более привлекательной и решаемой в сравнительно короткие сроки задачей, чем создание технологий безопасной добычи УВС на шельфе арктических морей в условиях сложной ледовой обстановки или автоматизированных комплексов подводной (подледной) добычи с конкурентными экономическими показателями.

Нефтепереработка в России характеризуется:

- высокой степенью консолидации отрасли (около 90 % мощностей первичной переработки нефти принадлежат крупным компаниям);
- достаточно высоким объемом переработки (в 2014 г. в стране было переработано свыше 290 млн тонн нефти и газового конденсата);
- недостаточно высоким уровнем переработки: среди трех десятков крупных отечественных НПЗ одна треть не имеет процессов глубокой переработки нефти, еще треть имеет небольшое их число;
- происходящим в настоящее время процессом модернизации нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ);
- недостаточным вниманием к производству нетопливных нефтепродуктов (в частности, отечественная металлургия вынуждена импортировать высококачественный нефтяной кокс в объемах более 3,5 млн т в год, несмотря на возможность организации на российских НПЗ выпуска более 7 млн т кокса в год против нынешних 1,6 млн т);
- экспортом преимущественно продукции с низкой добавленной стоимостью. В 2014 г. на экспорт было поставлено более 150 млн т российских нефтепродуктов, из них мазут занимает 46 %, дизтопливо – 31 %, среди остальных большую часть составляет прямогонный бензин (около 20 %);
- высокой чувствительностью к технологическим санкциям, в особенности в отношении катализаторов.

Прогнозируемый относительно низкий экономический и демографический рост в России не создаст предпосылок для значительного роста суммарного внутреннего спроса на моторное топливо, причем структура спроса существенно изменится: топочный мазут будет вытесняться более эффективным природным газом, рост спроса на бензин будет сдерживаться конкуренцией с газомоторным топливом, роль дизельного топлива будет расти за счет коммерческого транспорта.

Ужесточение природоохранных стандартов приведет к увеличению использования моторных топлив более высоких экологических классов. Освоение арктических регионов потребует увеличения поставок нефтепродуктов соответствующего качества.

В прогнозном периоде можно ожидать снижения объемов первичной переработки нефтяного сырья при удовлетворении растущего спроса на моторные топлива за счет повышения технологического уровня нефтеперерабатывающих производств (глубины переработки, выход светлых нефтепродуктов и среднего индекса Нельсона) и вывода из эксплуатации некондиционных мощностей НПЗ (с низкой степенью переработки).

Наибольшие сложности представляет собой переработка высоковязкой нефти, поскольку в стране отсутствуют необходимые технологии и мощности, а основные экспортные потребители не рассчитаны под переработку такой нефти. Решение проблемы переработки высоковязкой нефти позволит, среди прочего, высвободить дополнительные объемы легкой нефти на экспорт.

Ожидается, что экспорт топливных нефтепродуктов на традиционные российские рынки (прежде всего европейские) ощутимо сократится к 2035 году. Причем это будет связано не с качеством российских нефтепродуктов, а с усилением конкуренции на экспортных рынках, ростом внутреннего спроса на дизельное топливо и снижением экспорта темных нефтепродуктов. В то же время, по мере развития нефтедобычи и инфраструктуры Восточной Сибири и Дальнего Востока, доступ к дешевому сырью теоретически может сделать отечественную нефтепереработку более конкурентоспособной на рынках АТР.

Газовая отрасль:

– исходно была и остается максимально консолидированной (доля крупных предприятий в общем объеме добычи газа достигает почти 100 %) и государственно монополизированной (ПАО «Газпром»). Однако в последние годы быстро растет доля независимых производителей в добыче газа: если в 2011 г. она составляла 23 %, то в 2015 г. – уже 34 %;

– характеризуется неравномерными объемами добычи газа. В 1991–1997 гг. имело место существенное падение добычи газа (с 643 до 571 млрд м³ в год), вызванное сокращением внутреннего спроса. Следующее десятилетие характеризовалось значительным наращиванием добычи (с достижением в 2008 г. исторического максимума в 664 млрд м³) вследствие роста внутреннего спроса и экспорта, пик которого пришелся на 2007 г. (207 млрд м³). После этого добыча газа стала снижаться (в 2014 г. она опустилась до 642,8 млрд м³), что в существенной мере связано с сокращением экспортных поставок газа;

– в настоящее время находится под воздействием нескольких негативных тенденций, усиливающих друг друга, в том числе:

- медленный посткризисный рост спроса на газ в Европе вследствие низких темпов экономического роста, повышения энергоэффективности и конкуренции со стороны ВИЭ;

- снижение спроса на газ на внутреннем рынке в связи с замедлением (рецессией) экономического роста и повышением энергоэффективности газовой генерации (прежде всего, в результате массового внедрения ПГУ).

В итоге в отрасли сложилась ситуация, характеризующаяся избытком предложения на внутреннем рынке газа.

Мощный импульс развитию производства СПГ в стране придала осуществленная государством либерализация этого сегмента.

С технологической точки зрения развитие производства СПГ в настоящее время сдерживается отсутствием апробированной отечественной технологии крупномасштабного сжижения природного газа и производства криогенной техники большой производительности. В частности, отсутствует производство эффективных теплообменников и компрессоров.

Газопереработка и газохимия:

– насчитывает 27 газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) суммарной проектной мощностью 116 млрд м³/год, при этом основные мощности размещены в Приволжском и Уральском федеральных округах;

– преимущественно входит в структуру крупных компаний (больше половины мощностей по переработке газа и газового конденсата относятся к структуре ПАО «Газпром», заводы по переработке попутного нефтяного газа в основном относятся к структурам ОАО «СИБУР Холдинг», значительными мощностями по переработке газового конденсата обладает ОАО «НОВАТЭК»);

– характеризуется отставанием уровня развития от передовых зарубежных стран (лишь 4,7 % добываемого в стране газа (31 млрд м³) используется в качестве сырья для газохимической переработки).

Сдерживают развитие газопереработки и газохимии в стране неразвитость отраслей-потребителей газохимической продукции и большие объемы импорта такой продукции.

Перспективной формой организации развития нефте- и газохимии в стране являются кластеры: центры глубокой переработке УВС совместно с инновационным окружением из малых и средних компаний, использующих многотоннажные продукты ранних стадий передела для выпуска малотоннажной наукоемкой химической продукции более высоких переделов и с высокой добавленной стоимостью.

Транспорт нефти и газа характеризуется следующими показателями:

– около 95-98 % всей товарно-транспортной работы отечественной нефтетранспортной системы составляет транспорт нефти, на транспорт нефтепродуктов приходится 2-5%, при этом загрузка магистральных трубопроводов составляет около 90 %. Основным оператором магистральных нефтепроводов России является ОАО «АК «Транснефть». Компания

транспортирует примерно 93 % добываемой в России нефти, эксплуатирует 72,2 тыс. км магистральных трубопроводов и 495 перекачивающих станций;

– протяженность магистральных газопроводов и отводов в настоящее время составляет 170,7 тыс. км (в однократном исчислении). В эксплуатации находятся 250 линейных компрессорных станций (КС), на которых установлено 3825 газоперекачивающих агрегатов (ГПА) общей мощностью 46,1 ГВт. Объемы ежегодной реконструкции и технического перевооружения КС оцениваются в 1,5- 2,0 ГВт/год установленной мощности ГПА. Оператором газотранспортной системы является ПАО «Газпром».

2.1.2. Угольная и торфяная промышленность

Угольная отрасль России после кризиса 1998 г. развивалась достаточно динамично. В 2014 г. в стране было добыто 358,2 млн т угля, в том числе 291,2 млн т каменного и 67,0 млн т бурого. Для *угольной отрасли* характерно следующее:

– добыча угля консолидирована крупными предприятиями, доля которых в общей добыче составляет почти 97 %;

– практически все угледобывающие компании являются частными;

– происходит процесс концентрации производства, способствующий росту производительности труда в отрасли и снижению себестоимости выпускаемой продукции. В настоящее время более 70 % добычи угля обеспечивают крупные шахты и разрезы (со среднегодовой мощностью соответственно 1,6 и 3 млн т в год и более);

– развитие отрасли в период с 2000 г. по 2014 г. практически полностью определялось расширением экспорта угля, который увеличился более чем в 2,5 раза, с 37,5 до почти 155 млн т. в год соответственно. На экспорт в настоящее время отправляется более 40 % добываемого в стране угля против 17 % в 2000 году, однако доля угля в структуре суммарного экспорта продукции отечественного ТЭК весьма незначительна: около 3,2- 3,6 % в последние 5 лет (от 9 до 13 млрд долларов США);

– внутреннее потребление угля уже много лет держится на уровне 200-220 млн т в год. Это объясняется стабилизацией спроса на уголь со стороны основных его потребителей – угольной электрогенерации и коксохимии, доля которых в структуре внутреннего потребления угля в стране составляет примерно 49 % и 22 % соответственно. Длительное время в целом мало меняется и структура использования угля внутри страны;

– в структуре добываемых углей в настоящее время более 26 % (75 млн т) приходится на коксующиеся угли и свыше 5 % (14,7 млн т) – на антрациты. Их добыча в последние годы изменялась незначительно вследствие стабилизации производства чугуна и соответственно потребления кокса;

– сложилась устойчивая тенденция сокращения доли бурого угля в общей добыче. За период 1991–2014 г. она уменьшилась с 38,5 % до 23 %. При этом абсолютные объемы добычи бурого угля последние 10 лет оставались достаточно стабильными – около 70-80 млн т в год, в то время как в 1991 г. они достигали почти 135 млн тонн. Это объясняется тем, что основным потребителем бурых углей является электроэнергетика, где спрос на них длительное время не растет;

– постепенно решается задача повышения качества угля за счет увеличения объемов обогащения. С 2000 г. объемы обогащения угля возросли примерно в 1,5 раза, в том числе энергетического, – более чем в 2 раза. За этот период было введено около 20 новых обогатительных фабрик и установок, из которых 11 предназначено для обогащения энергетического угля. Практически все они оснащены новейшим оборудованием. В результате доля балласта в отгружаемой угольной продукции снизилась с 33 до 29 %. По данным Росстата, объемы производства обогащенного угля в 2014 г. достигли 126,9 млн т (около 36 % добычи). Обогащению подвергался практически весь коксующийся уголь. В то же время объемы обогащения энергетического угля пока нельзя признать удовлетворительными.

Перспективы развития отрасли непосредственно зависят от повышения ее конкурентоспособности как на внешнем, так и на внутреннем рынках (прежде всего в электроэнергетике).

Следует отметить, что отечественные угольные компании в очень небольшой степени вовлечены в разработку нового оборудования. Они предпочитают приобретать его в готовом виде, в основном ориентируясь на соотношение цена/качество. По этому критерию приоритет в большинстве случаев отдается продукции зарубежных производителей.

Торфяная промышленность. В стране имеется значительный потенциал для развития торфяной промышленности, чему благоприятствуют огромные запасы торфа, который отнесен к возобновляемым видам энергии. Однако торф характеризуется низкой калорийностью (около 2600-2900 ккал/кг) и низкой плотностью, что ограничивает экономически эффективное расстояние его перевозки и, следовательно, масштабы использования. Потому торф справедливо относится к местным топливам. В то же время брикетирование торфа позволяет существенно увеличить калорийность (до 4500-5000 ккал/кг) и плотность получаемого топлива и таким образом увеличить экономически оправданную дальность перевозки. Для отрасли характерно следующее:

– добыча топливного торфа длительное время падает, с 2000 г. по 2014 г. она сократилась в 2,6 раза, и составила около 716 тыс тонн;

– установленные мощности по добыче неагломерированного торфа в стране на начало 2015 г. составили 3,1 млн т в год, что в 3 раза превышает его нынешнюю годовую добычу;

- основными потребителями топливного торфа являются тепловые электростанции, в которых сжигается около 90 % топливного торфа;
- производство торфяных брикетов в стране постепенно растет и в 2014 году достигло 58,5 тыс тонн.

Масштабы развития отрасли будут определяться конкурентоспособностью торфа с другими видами топлива на местах. Дополнительные возможности для развития отрасли могут быть связаны с расширением производства торфяных брикетов для экспортных целей.

2.1.3. Электроэнергетика и теплоснабжение

В последнее десятилетие электроэнергетика страны характеризовалась интенсивным вводом новых электрогенерирующих мощностей, в том числе высокоэффективных парогазовых установок, в основном на основе зарубежных газовых турбин. При этом отработавшие свой ресурс мощности в своем большинстве остались в эксплуатации, негативно влияя на экономику отрасли.

Замедление темпов российской экономики в последние годы практически остановило рост внутреннего спроса на топливо и энергию, в частности, три года потребление электрической энергии в стране не растет. Это привело к избытку генерирующих мощностей, неопределенности перспектив спроса, снижению инвестиционной активности и ряду других проблем.

На начало 2015 г. в стране, по статистическим данным, эксплуатировалось 1800 электростанций (единичной мощностью 500 кВт и выше, охваченных статистическим наблюдением). Их суммарная установленная мощность равнялась 245,4 ГВт. Основу электроэнергетики страны составляют тепловые электростанции (ТЭС) с долей в 68,8 % (169 ГВт), гидроэлектростанции (ГЭС) – 20,2 % (49,6 ГВт) и атомные электростанции (АЭС) – 10,3 % (25,2 ГВт). Доля прочих электростанций (гидроаккумулирующих, геотермальных, ветряных и солнечных) – менее 0,7 % (1,6 ГВт).

В 2014 г. в стране было выработано 1061,2 млрд кВтч электроэнергии, в том числе на ТЭС – 704,8 млрд кВтч (68,4 %), на ГЭС – 173,3 млрд кВтч (16,3 %), на АЭС – 180,5 млрд кВтч (17 %) и прочими электростанциями – 2,6 млрд кВтч (0,2 %).

Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) электростанций России достаточно низок и составил в 2014 г. 0,5, в том числе на ТЭС – 0,49, на ГЭС – 0,4 на АЭС – 0,82 и прочими электростанциями – 0,18.

Тепловые электростанции на органическом топливе составляют основу отечественной электроэнергетики. В настоящее время:

- в стране эксплуатируется более 1600 ТЭС единичной мощностью 500 кВт и выше. Более 98 % мощности ТЭС находится в зоне централизованного электроснабжения, изолированно работает около 2,9 ГВт ТЭС;

– ТЭС характеризуются высокой степенью концентрации мощности. На 43 крупнейших отечественных ТЭС мощностью 1 ГВт и более (2,7 % от общего числа ТЭС) приходится 46,6 % всех мощностей ТЭС и 49,3 % вырабатываемой ими электроэнергии. Вклад имеющихся 1350 ТЭС мощностью менее 100 МВт (83,5 % от числа ТЭС) в установленную мощность ТЭС страны не превышает 8,3 %, в выработку электроэнергии – 5,7 %;

– важнейшей особенностью тепловой электроэнергетики страны является большая установленная мощность ТЭЦ, превышающая 90 ГВт, или 53,3 % от суммарной мощности ТЭС. По теплофикационному циклу вырабатывается более 207 млрд кВтч электроэнергии (29,4 % общей выработки ТЭС);

– в структуре ТЭС по видам топлива преобладают газомазутные электростанции, доля которых достигает 65,5 %, доля твердотопливных ТЭС соответственно составляет 34,5 %.

Тепловые электростанции являются крупнейшими потребителями топлива в стране. В 2014 г. ими было использовано около 307 млн т.у.т. Преобладающим топливом является природный газ. Наблюдается тенденция к росту его доли в топливном балансе отечественных ТЭС – с 65,7 % в 2000 г. до 71,2 % в 2014 г. За этот период доля использования нефтепродуктов сократилась с 5,5 % до 1 %, а угля – с 27,7 % до 23,8 %.

Гидроэнергетика. В стране эксплуатируется около 140 ГЭС единичной мощностью 500 кВт и более. Из них 70,2 % имеют мощность до 100 МВт, их вклад в суммарную мощность ГЭС не превышает 4,5 %, а в суммарную выработку ГЭС – 4,9 %. В то же время на 14 крупных отечественных ГЭС (9,9 % от числа имеющихся) приходится 77,4 % мощности и 78,9 % выработки электроэнергии ГЭС. Выработка ГЭС определяется текущей водностью соответствующих рек.

В стране действуют две гидроаккумулирующих электростанции (ГАЭС) суммарной мощностью 1,2 ГВт и выработкой электроэнергии около 1,9 млрд кВтч.

Примерно 60 % установленной мощности ГЭС России находится в ведении ПАО «РусГидро», на них приходится около половины суммарной выработки электроэнергии на ГЭС.

Значительная доля основного гидроэнергетического оборудования устарела и не в полной мере соответствует современным требованиям по безопасности, надежности и энергоэффективности. Значительная часть электрооборудования (около 40 %) в ближайшие годы выработает свой ресурс. На большинстве ГЭС используются устаревшие электрогидромеханические системы управления.

Атомная энергетика. Российская атомная энергетика является одной из передовых в мире по уровню научно-технических разработок в области проектирования реакторов, ядерного топлива, опыту эксплуатации атомных станций, квалификации персонала АЭС. Создан единый энергопромышленный комплекс. Все оборудование отечественного производства, технический уровень которого не уступает мировому.

В стране действует 34 энергоблока на 10 АЭС. В эксплуатации находится 6 блоков с водо-водяными реакторами типа ВВЭР-440 I и II поколения, 12 блоков с реакторами ВВЭР-1000, 11 блоков с водографитовыми реакторами РБМК, 1 реактор на быстрых нейтронах БН-600. Вводится в эксплуатацию реактор БН-800. Также эксплуатируется 4 водографитовых реактора малой мощности кипящего типа ЭГП-6.

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ). По состоянию на начало 2015 года:

– суммарная мощность объектов генерации на основе ВИЭ (помимо крупной гидроэнергетики) составила около 2,1 ГВт, в том числе биоТЭС (в значительной части при деревообрабатывающих и целлюлозно-бумажных комбинатах) – 1,4 ГВт (67 %), из которых 3 МВт на биогазе, солнечные электростанции – 230 МВт (17 %), малые ГЭС – 281 МВт (13 %), ветряные электростанции – (100 МВт (5 %), геотермальные электростанции – 87 МВт (4 %);

– суммарная выработка электроэнергии на базе ВИЭ составила около 7,1 млрд кВтч. Основной вклад в производство электрической энергии на основе ВИЭ в настоящее время вносят биоТЭС (81 %), малые ГЭС (10 %) и геотермальные электростанции (6 %). Доля остальных ВИЭ незначительна: СЭС – 2 %, ВЭС – 1 %.

На современном этапе развития российской энергетики принято считать, что использование распределенной генерации на ВИЭ в наибольшей степени оправдано в энергетически изолированных районах, в условиях отсутствия и экономической невыгодности развития централизованной инфраструктуры, наличия достаточной базы местных топлив (торфа, древесных и сельскохозяйственных отходов и т.п.). Главной задачей в данной области признана наработка соответствующих компетенций.

В целях развития возобновляемой энергетики принят пакет документов, направленных на поддержку строительства объектов генерации на основе ВИЭ. В части поддержки на оптовом рынке в рамках конкурсного отбора в 2013–2014 гг. отобрано 76 проектов ВИЭ общей мощностью более 1 ГВт и общей стоимостью более 110 млрд рублей.

Распределенная генерация включает в себя установки единичной мощностью до 25 МВт, в том числе газотурбинные установки (ГТУ), газопоршневые установки (ГПУ), дизельные электростанции (ДЭС), микротурбины, а так же установки на основе ВИЭ. Значительная их часть сосредоточена в различных отраслях экономики. В электроэнергетике эксплуатируется свыше 185 установок на органическом топливе суммарной мощностью около 850 МВт. В России, как и во многих странах мира (Германии, США и др.), расширяется использование малой генерации в сфере теплоснабжения (когенерация). Однако здесь ее развитие сдерживается нерешенностью ряда вопросов во взаимоотношениях малых производителей и единого электросетевого комплекса.

Теплоснабжение. Основу теплового обеспечения страны составляют системы централизованного теплоснабжения (СЦТ), доля которых в суммарном производстве тепловой

энергии составляет около 82 % (1300 млн Гкал в год). Основными источниками тепла в них выступают теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) – 45,4 % и котельные – 48,2 %.

Наблюдаемое снижение экономической эффективности ТЭЦ обусловлено низкой загрузкой мощностей по причине существенного сокращения присоединенных тепловых нагрузок и спроса на тепловую энергию. С 1990 по 2014 г. отпуск тепловой энергии с ТЭЦ уменьшился в 1,7 раза. При этом особенно сильно сократилась круглогодичная промышленная нагрузка. Превалирующей стала резко переменная в течение года отопительная нагрузка. Это привело к изменению режимов отпуска тепла. В результате ТЭЦ вынуждены работать по электрическому графику в неоптимальном для них конденсационном режиме.

Имеет место высокая степень износа основного оборудования котельных. Более 60 % эксплуатируемых в стране котельных работает на природном газе, что создает хорошую основу для их реконструкции и создания мини-ТЭЦ. Это позволит существенно улучшить эффективность использования топлива и экономику теплоснабжения.

В стране остается достаточно большая доля децентрализованного теплоснабжения (около 18 %), где тепло производится индивидуальными теплогенераторами, использующими различные виды топлива, преимущественно природный газ. В мире ведутся интенсивные разработки оборудования микро-когенерации для этого сегмента энергетики.

Электрические и тепловые сети. Электросетевой комплекс России включает около 2,3 млн км линий электропередачи (ЛЭП), 480 тыс. подстанций суммарной трансформаторной мощностью более 750 ГВА. Одной из проблем электросетевого комплекса, наряду с высоким моральным и физическим износом, является неоптимальная структура электрических сетей (использование протяженных сетей низких классов напряжения – 0,4 и 6-10 кВ). Это приводит к высоким потерям электроэнергии при ее передаче.

Общая протяженность теплопроводов в двухтрубном исчислении в СЦТ приближается к 170 тыс. км. Из них наибольшая доля (74 %) приходится на сети малых диаметров от 200 мм и ниже. Доля трубопроводов диаметром более 600 мм составляет всего 3,6 %. Около 40 % тепловых сетей находится в муниципальной собственности. Значительная часть их крайне изношена. Низкие объемы реконструкции и реновации тепловых сетей недостаточны для поддержания их в требуемом техническом состоянии, что приводит к высоким потерям энергии при передаче.

2.2. Институциональные условия развития инновационной деятельности

Научно-технологическое развитие требует наличия в стране целого ряда современных институтов, обеспечивающих финансовую, информационную и иную поддержку на разных фазах инновационного цикла от фундаментальных разработок до выхода на рынок.

Высокие налоги в инновационной сфере, неразвитость венчурного финансирования, отсутствие собственных средств для финансирования исследований – все это делает инновации дорогими, а их создание – недопустимо долгим по времени или вообще незавершенным.

Отсутствие ориентированной на поддержку инноваций кредитно-финансовой системы в стране – одно из существенных препятствий на пути создания современной национальной инновационной системы. Ускорять или наоборот затормозить развитие инновационной деятельности способна также государственная система закупок.

Одним из ограничений развития инновационной деятельности является отсутствие эффективных сетевых институтов и форм кооперации участников инновационного процесса. Сетевое взаимодействие различных экономических агентов при осуществлении инноваций имеет в России ограниченный масштаб и низкую эффективность, действующие схемы кооперации направлены преимущественно на партнерство с потребителями. Взаимодействие с сектором исследований и разработок, конкурентами, консалтинговыми фирмами, поставщиками, другими контрагентами менее интенсивно и продуктивно. Отечественные предприятия не слишком заботятся о выводе продукции на международные рынки и тяготеют к адаптационной и закрытой модели ведения бизнеса.

Повестка государственной научно-технической политики в энергетике формируется в рамках действующей Комиссии по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности при Президенте России, а реализуется в рамках государственных программ Российской Федерации, других финансируемых за счет средств федерального бюджета программ и проектов по развитию высокотехнологичных секторов экономики, а также в иных институциональных формах.

Государственные программы Российской Федерации (прежде всего, госпрограмма «Энергоэффективность и развитие энергетики», утвержденная постановлением Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 г. № 321) содержат основные мероприятия и меры правового регулирования, в том числе направленные на реализацию отдельных мер государственной политики в сфере энергетики. Финансирование осуществляется в них целевым способом по отдельным направлениям на конкурсной основе и в ограниченном объеме. В существующих программах, как правило, слабо представлены не прямые (косвенные) меры стимулирования научно-технической политики в энергетике.

Программы инновационного развития компаний с государственным участием. Программы инновационного развития (ПИР) разрабатываются в соответствии с поручением Президента Российской Федерации от 4 января 2010 г. № Пр-22. ПИР описывают комплекс мероприятий, направленных на разработку и внедрение новых технологий, разработку, производство и вывод на рынок новых инновационных продуктов и услуг, соответствующих

мировому уровню, содействие модернизации и технологическому развитию компаний путем значительного улучшения основных показателей эффективности производственных процессов. Правительственной комиссией по высоким технологиям и инновациям первоначально в 2011 г. был утвержден перечень из 47 компаний, в 2012 году перечень был расширен до 60 компаний и включает ряд госкомпаний ТЭК.

Технологические платформы. В сфере энергетики созданы следующие технологические платформы: «Интеллектуальная энергетическая система России», «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности», «Перспективные технологии возобновляемой энергетики», «Малая распределенная энергетика», «Биоэнергетика». Кроме того, имеются платформы в области ядерной энергетики: «Замкнутый ядерный топливный цикл и реакторы на быстрых нейтронах», «Управляемый термоядерный синтез», «Радиационные технологии».

В рамках стратегических программ исследований, реализуемых платформами, делается попытка организовать взаимодействие разработчиков и потребителей технологий.

Координационно-методологическое взаимодействие с технологическими платформами осуществляет Минэкономразвития России. Поддержку проводимых исследований осуществляет Минобрнауки России в рамках федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы», утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 21 мая 2013 г. № 426, ежегодный объем финансирования мероприятий составляет более 25 млрд рублей.

Институты развития (в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 13 июля 2015 г. № 699). Оказание финансовой поддержки инновационных проектов институтами развития осуществляется либо целевым образом без конкурса, либо по конкурсному отбору проектов, направленных на развитие отраслевых критических технологий и реализацию мер государственной научно-технической политики.

Инновационные территориальные кластеры. Поддержка развития инновационных территориальных кластеров осуществляется на конкурсной основе Минэкономразвития России.

В сфере энергетики в соответствии с поручением Председателя Правительства Российской Федерации от 28 августа 2012 г. № ДМ-П8-5060 государственную поддержку получают 11 кластеров, в том числе в области нефтехимии, комплексной переработки угля и техногенных отходов, интеллектуальных систем управления освещением. На развитие кластеров выделяются целевые межбюджетные субсидии, определяемые Минэкономразвития России и направленные на поддержку внедрения отраслевых критических технологий, в том числе на инвестиции в инфраструктуру, поддержку НИОКР и развитие компетенций.

Нормативное правовое регулирование. Активизации технологических разработок в энергетике страны будет способствовать распоряжение Правительства Российской Федерации от

19 марта 2014 г. № 398-р «Об утверждении комплекса мер, направленных на отказ от использования устаревших и неэффективных технологий, переход на принципы наилучших доступных технологий и внедрение современных технологий». Документом предусмотрена разработка порядка перехода на принципы НДТ в энергетике, подготовка национальных проектов по созданию и внедрению новых технологий в энергетике, создание информационно-технических справочников по НДТ, в том числе шести справочников в отраслях ТЭК.

Переход на НДТ будет осуществляться в два этапа. На первом этапе, в период с 2015 по 2019 год предусматривается разработать и утвердить справочники НДТ, проработать механизмы государственной поддержки перехода, актуализировать нормативно-правовую и нормативно-техническую базу документов для обеспечения перехода. Начиная с 2020 года энергокомпании должны приступить к практическому переходу на НДТ.

Остро необходимы нормативно-правовые механизмы поддержки создания и освоения головных образцов новой техники. В частности, они должны включать принципы хеджирования (страхования) рисков как для разработчиков и изготовителей нового оборудования, так и для энергетических компаний, предоставивших свои площадки для его тестирования. Отсутствие таких механизмов сдерживает инновационную деятельность компаний, делая ее чрезмерно затратной и рискованной.

2.3. Выводы

Высокая степень взаимной зависимости российской экономики от состояния энергетики, с одной стороны, накладывает на развитие энергетики соответствующие макроэкономические ограничения, а с другой – дает возможность выступать драйвером общего экономического роста и инновационного развития ряда смежных секторов экономики.

В последние годы ТЭК России столкнулся с рядом новых экономических и политических угроз и вызовов, вынуждающих пересмотреть и переформулировать некоторые положения, оценки и ориентиры научно-технологического развития, включая постановку в качестве стратегической цели обеспечение технологической независимости энергетического сектора и достаточных компетенций во всех критически важных для устойчивого развития энергетики видах деятельности.

В связи с этим возрастает актуальность задач консолидации немалых средств, расходуемых государством на создание перспективных энергетических технологий, интеграции соответствующих разработок и координации выполняемых работ.

В сфере нефтепереработки стагнация спроса на внутренних и внешних рынках не создает драйверов для поддержания высоких объемов первичной переработки, а изменение структуры спроса, в том числе и на внешних рынках, в пользу более высококачественных продуктов

обуславливает необходимость технологического рывка для обеспечения конкурентоспособности. Большую угрозу для функционирования и развития отрасли создает ее высокая зависимость от зарубежных поставок катализаторов и других расходных материалов, а также технологий и оборудования.

В газовой отрасли достаточно существенны угрозы потери традиционных рынков сбыта природного газа и риски, связанные с формированием глобального рынка СПГ, а также с зависимостью российского производства СПГ от иностранного оборудования (в том числе попавшего под санкции). В связи с этим обращает на себя внимание технологический запрос, связанный с необходимостью развивать внутренний рынок газомоторного топлива.

В электроэнергетике следует отметить высокую степень износа основного генерирующего и сетевого оборудования, недопустимо большую зависимость от поставок зарубежной техники (например, больших газовых турбин, микротурбин, газопоршневых установок, природоохранного оборудования) и запасных частей к ней, отсутствие или неконкурентоспособность большинства отечественного оборудования по использованию ВИЭ. Серьезной является проблема неэффективной эксплуатации ТЭЦ и теплосетевого комплекса в целом. Имеются значительные барьеры на пути внедрения средств распределенной генерации.

Современное технологическое обеспечение до сих пор гарантировалось за счет привлечения иностранных партнеров, однако в настоящее время, после введения санкций, этот путь осложняется. Зависимость отраслей ТЭК от импорта многих видов оборудования, материалов (катализаторов), программного обеспечения и сервисов создала реальную угрозу энергетической и экономической безопасности страны. Адекватная реакция на эту угрозу невозможна без интенсивного развития отечественного энергетического машиностроения.

В то же время инновационная система ТЭК развита достаточно слабо, отсутствует скоординированный механизм последовательной поддержки исследований и разработок на всех стадиях готовности, включая поддержку венчурного инвестирования.

3. Перспективы научно-технологического развития отраслей ТЭК

3.1. Геологоразведка

Устойчивое функционирование ТЭК, в том числе сохранение по меньшей мере достигнутых уровней добычи нефти, газа и угля, предполагает, что отношение среднегодового прироста балансовых запасов основных видов топлива к среднегодовым объемам их добычи обеспечивается на уровне не ниже 1.

Согласно имеющимся прогнозам, на весь период до 2035 года главными районами прироста континентальных запасов нефти и газа останутся Западно-Сибирская, Лено-Тунгусская, Прикаспийская, Тимано-Печорская и Волго-Уральская нефтегазоносные провинции. Однако в основных районах добычи нефти и газа имеющиеся запасы и ресурсы распределенного фонда недр смогут обеспечить воспроизводство минерально-сырьевой базы в среднесрочной перспективе примерно наполовину. В связи с этим существуют две возможности воспроизводства минерально-сырьевой базы в Российской Федерации: 1) разведка и освоение новых месторождений; 2) прирост запасов за счет увеличения доли извлекаемых запасов.

В частности, возможен существенный прирост запасов нефти для получения намечаемых уровней ее добычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. С учетом географического распределения прогнозных ресурсов нефти и газа, а также достигнутого уровня геолого-геофизической изученности может потребоваться ускоренное вовлечение запасов углеводородов в российском секторе Черного и Каспийского морей, на континентальном шельфе Баренцева, Карского, Печорского и Охотского морей.

Глубокое бурение разведочных скважин сейчас составляет 1,2-1,3 млн м в год, что примерно в 4,3 раза меньше, чем в 1990 году.

Успешность геологоразведки на шельфе существенно (на 20-30 %) ниже, чем на суше, а ее стоимость в несколько раз выше. Наиболее сложная ситуация наблюдается в области геологоразведочных работ на шельфе Арктики. Геологоразведка в Арктике нуждается в проведении 2D и 3D сейсморазведочных работ, притом что по состоянию на 2014 год флот сейсмической разведки насчитывает 14 глубоководных судов, из них лишь три способны в ограниченном объеме выполнять 3D-сейсморазведку. Проблемой является проведение буровых работ в тяжелых ледовых условиях, увеличение безопасного периода бурения, что на сегодняшний

день является одним из основных сдерживающих факторов для проведения буровых работ даже на относительно мелководных участках арктического шельфа страны.

В отношении угольной отрасли, несмотря на обеспеченность сырьевой базой в целом, потребуется увеличение динамики воспроизводства запасов высококачественных углей, прежде всего для обеспечения коксохимической промышленности углем дефицитных марок.

В области геологоразведки, в особенности в области исследований нетрадиционных коллекторов, отмечается высокая степень зависимости от импорта, в том числе из тех стран, которые в 2014 году ввели технологические санкции против России (практически все программное обеспечение, используемое как для стадии опытно-промышленных работ, так и для стадии освоения месторождения, является импортным).

Таким образом, задачи технологического развития в области геологоразведочных работ (ГРР) вытекают из необходимости:

- разведки новых месторождений ископаемых топлив, прежде всего углеводородов в сложных горно-геологических и природно-климатических условиях, включая глубоководный шельф арктических морей;
- доразведки действующих месторождений (периферийные зоны, тонкие продуктивные пласты);
- повышения достоверности и детализации геологической информации;
- снижения стоимости и трудоемкости геологоразведочных работ, сокращения сроков их выполнения;
- уменьшения негативного воздействия ГРР на окружающую среду.

Кроме того, важнейшей задачей является замещение оборудования и услуг зарубежных компаний в области геологоразведки.

Наиболее перспективные технологии ГРР включают в себя:

- комплексные технологии разведки месторождений углеводородов с использованием конкурирующих и взаимодополняющих методов: сейсмических, электрофизических, гравитационных;
- надежные методы разведки месторождений углеводородов на глубоководном шельфе арктических морей в условиях сложной ледовой обстановки;
- новые методы дистанционного зондирования земной поверхности из космоса в интересах геологоразведки;
- эффективные программные средства для анализа больших массивов геологической информации с использованием суперкомпьютеров и ее визуализации в формате 3D/4D с высоким разрешением;

– новые технологии глубокого разведочного бурения скважин, в т. ч. на глубоководном шельфе арктических морей.

В качестве вспомогательных технологий, оборудования и материалов потребуются новые составы буровых растворов, безопасные для окружающей среды и пригодные для использования при низких температурах.

В *среднесрочной перспективе* потребуется создание системы сплошного геологического исследования. В настоящее время такие работы ведутся в пределах границ лицензионных участков, что препятствует построению общих геологических моделей бассейнов и провинций и в итоге снижает эффективность ГРП и последующей добычи.

Кроме того, в пределах лицензионных участков компании для экономии средств нередко проводят ограниченный объем ГРП (обычно 2D сейсмику в сочетании с разведочным бурением). В то же время для обнаружения неструктурных неантиклинальных ловушек требуется более широкий набор методов, в том числе высокотехнологичных и дорогих (высокоточная магнито- и гравиметрия, геохимические исследования и др.).

В *долгосрочной перспективе* востребованными могут оказаться:

– отечественные технологии подводной и подледной разведки морских месторождений углеводородов в формате 3D с высоким разрешением с применением подводных автономных самонаводящихся аппаратов и GPS/ГЛОНАСС-навигации, включая разведку месторождений в полярных условиях;

– разведка газогидратных месторождений.

Следует отметить, что с 1 января 2016 г. в стране введена новая классификация запасов нефти и газа, приближенная к стандартам SPE-PRMS, обязывающая при оценке запасов учитывать экономические показатели и наилучшие доступные технологии.

3.2. Нефтяная отрасль

Ситуация, сложившаяся в российской нефтяной отрасли, такова, что не только наращивание, но и поддержание текущего уровня *добычи нефти* невозможно без широкого использования высоких технологий.

Это связано прежде всего с ухудшением геологических условий извлечения нефти, которое влечет за собой изменения в структуре используемых способов добычи и рост затрат в отрасли. С 1990 по 2014 год доля энергоемкого насосного способа добычи выросла с 81 до 93 %, а наиболее дешевого фонтанного – сократилась в 2 раза, с 12 до 6 %.

На протяжении многих лет снижается средний дебит вводимых скважин в Западной Сибири, увеличивается их обводненность. Компаниям приходится постоянно наращивать имеющийся фонд эксплуатационных скважин и увеличивать их глубину, чтобы компенсировать

естественное снижение добычи на разрабатываемых месторождениях. Доля направленного и горизонтального бурения и гидроразрыва пласта в российской нефтедобыче за последние три года выросла в 2 раза. Сегодня уже треть общероссийского объема проходки приходится на горизонтальное бурение, а на месторождениях со сложной структурой запасов эта величина достигает 50 %.

Все более широкое применение получают современные геофизические методы управления бурением, повышающие эффективность вскрытия пластов и снижающие затраты на разработку месторождения. Осваиваются современные методы воздействия на продуктивный пласт (как непосредственно на флюид, так и на вмещающие породы) с целью увеличения нефтеотдачи (гидроразрыв, термические воздействия и др.), позволяющие увеличивать КИН и сдерживать затраты на добычу.

Вклад высокотехнологичной добычи на шельфе достиг 2,5 % (около 13 млн т в год), при этом вся нефть морской добычи является высококачественной (легкой и малосернистой).

Изменяются не только регионы и условия добычи, ухудшается качество добываемой нефти. В структуре добычи нефти 52 % приходится на сернистую нефть, 14,6 % – на высокосернистую и особо высокосернистую нефть, что, в частности, снижает качество экспортируемой нефти, усложняет и удорожает процессы переработки нефтяного сырья.

Тенденции изменения энергоэффективности добычи нефти противоречивы. Если за период 2000–2014 гг. удельный расход суммарных ТЭР на бурение эксплуатационных скважин сократился более чем на 20 %, то расход ТЭР на добычу нефти увеличился на 12 %. За этот период обводненность извлекаемой жидкости выросла с 81,5 % до 86,3 %, соответственно доля нефти в ней снизилась с 18,5 % до 13,7 %, то есть на 35 %.

В целом сегмент добычи характеризуется достаточно высокой степенью износа основных фондов, которая составляет около 53 % и имеет тенденцию к увеличению (в 2010 г. она была около 46 %), при этом удельный вес полностью изношенных основных фондов в отрасли приближается к 24 % и также увеличивается. Коэффициент обновления основных фондов в отрасли в последние годы находился на уровне 11-13 % в год.

Имеющаяся в стране **нефтепроводная система** достаточно старая: только 28 % магистралей эксплуатируется менее 20 лет. Примерно такая же ситуация с резервуарами, системами автоматики и т.д.

Динамика удельных расходов ТЭР на транспортировку нефти длительное время колеблется в диапазоне 1,5-1,7 т.у.т./млн т*км и отражает две противоположных тенденции: а) повышение энергоемкости вследствие старения оборудования нефтепроводов и перекачивающих станций и б) снижение энергоемкости за счет реализации энергосберегающих мероприятий и модернизации

системы. Существенное влияние на величину удельного расхода ТЭР оказывает степень загрузки системы.

Технологическое развитие отечественной *нефтепереработки* существенно отстает от мирового уровня. В России глубина переработки нефти длительное время находится на уровне 70-72 %, выход светлых нефтепродуктов составляет 56-58 %, среднее по отрасли значение индекса сложности Нельсона (оценивающего соотношение мощностей вторичной и первичной переработки) не превышает 6 пунктов, в то время как у передовых зарубежных НПЗ глубина переработки достигает 95 % и индекс Нельсона – 14. Значительная доля эксплуатируемых установок вторичной переработки построена до 1995 года и устарела физически и морально.

В последние годы для преодоления технологической отсталости отрасли были предприняты значительные усилия как со стороны государства, так и со стороны перерабатывающих предприятий. Начавшаяся модернизация НПЗ позволила повысить среднюю глубину переработки до 73,5 %, и создать условия для отказа от обращения на внутреннем рынке моторных топлив низких экологических классов (в 2015 году доля автомобильных бензинов 4 и 5 экологических классов составила 93,6 %, дизельного топлива – 82,4 % от общего объема производства).

В то же время увеличение глубины переработки происходит преимущественно путем вовлечения вакуумного газойля в процессы каталитического крекинга и гидрокрекинга; вне переработки остаются большие объемы гудрона. Недостаточное внимание уделяется развитию производства нетопливных нефтепродуктов. Кроме того, на НПЗ остаются большие не вовлеченные в переработку объемы прямогонного бензина и СУГ, которые являются ценным сырьем для нефтегазохимии.

Очевидно, что производственно-экономическое и научно-технологическое развитие отрасли в среднесрочной перспективе придется осуществлять в довольно неблагоприятных природно-климатических и геологических, рыночных, финансовых, макроэкономических и внешнеполитических условиях (см. раздел 2).

В самом общем виде можно выделить *три основных направления научно-технологического развития* отрасли, основанные на трех подходах к развитию добычи, комплементарных при высоком спросе и цене на нефть и в известном смысле альтернативных в противном случае:

1) технологии, способствующие поддержанию (или даже восстановлению) рентабельной добычи на существующих традиционных месторождениях, зачастую уже в существенной степени истощенных (увеличивающие КИН);

2) технологии добычи нефти нетрадиционных месторождений и нетрадиционной нефти (тяжелая, высоковязкая и сверхвязкая нефть; нефтяные пески и битумы; нефть низкопроницаемых пород, включая сланцы, нефть Баженовской свиты и другие трудноизвлекаемые запасы – ТРИЗ);

3) технологии добычи нефти на шельфовых месторождениях.

В зависимости от реализуемого сценария внешних условий будут меняться целевые установки развития отечественного нефтегазового сектора и требования к его технологическому оснащению. При реализации сценария новой эпохи углеводородов задачей сектора будет максимизация добычи углеводородов, а приоритетами технологического развития станут технологии увеличения нефтеотдачи и вовлечения трудноизвлекаемых (нетрадиционных) запасов. В других сценариях первоочередной задачей для отрасли станет создание стоимости, и в этом случае получат развитие технологии интегрированного проектирования и инструменты стоимостного инжиниринга (организация производства продукции с высокой добавленной стоимостью и т.п.).

3.2.1. Добыча, транспортировка и переработка традиционной нефти

Добыча. Важнейшей задачей научно-технологического развития отрасли на ближайшую перспективу являются повышение эффективности разработки действующих месторождений. Во многих случаях это экономически более приемлемо, чем освоение новых месторождений (особенно со сложными условиями добычи), поскольку действующие месторождения обладают сложившейся инфраструктурой. Уже около 30 % нефти на территории России добывается с применением методов повышения нефтеотдачи пластов.

Как правило, полнота и эффективность извлечения УВС определяются совокупным уровнем используемых технологий в рамках *системы технологий*, обеспечивающих полный технологический цикл, включая бассейновое моделирование, определение точек бурения, выполнение бурения, исследование призабойной зоны обсаженной скважины, собственно извлечение сырья.

Разнообразие свойств флюидов и вмещающих пород даже в пределах одного месторождения требует применения различных технических средств их добычи. Поэтому необходимо разрабатывать и внедрять разные методы увеличения нефтеотдачи, включая а) оптимальное вскрытие пласта, б) поддержание пластового давления, в) изменение свойств флюида и г) изменение характеристик вмещающих пород.

В качестве перспективных методов (технологий) можно указать:

- горизонтальное бурение по профилю пласта;
- гидродинамические методы воздействия на вмещающие породы (гидроразрыв);
- механические методы вытеснения флюида со смешением (закачка воды, углекислого газа, углеводородных газов и др.);
- тепловые методы воздействия на свойства флюида (закачка перегретой воды, горячих дымовых газов, организация внутрислоевого окисления и др.);

– физико-химические методы воздействия на свойства флюида (закачка водных растворов, в том числе с поверхностно-активными веществами и полимерами).

Горизонтальное бурение по профилю пласта. Бурение боковых стволов, в том числе из существующих скважин, может дать новую жизнь старым месторождениям и является эффективным методом увеличения КИН. Фонд неиспользуемых скважин в России, хотя и сократился за последние два десятка лет, исчисляется десятками тысяч, причем многие из них имеют обустроенную инфраструктуру. На части скважин бурение боковых стволов позволит начать добычу с ранее неиспользованных участков залежей. Это может стать дополнительным стимулом для реанимации старых скважин и особенно актуально для месторождений с падающей добычей. Требуется решения задачи автоматизация и роботизация процессов бурения.

Горизонтальные скважины превосходят вертикальные по производительности в 3-4 раза и более. Особенно выгодно применение горизонтальных скважин для насыщенных резервуаров и/или при наличии подстилающей воды, так как позволяет снизить содержание газа и воды в добываемой нефти.

Горизонтальное бурение требует таких дополнительных технологий, как высокотехнологичный каротаж, межскважинное профилирование, 3D-геофизическое моделирование, специализированное программное обеспечение для обработки и анализа больших массивов геофизических данных.

Гидроразрыв пласта (ГРП). В настоящее время гидроразрыв пласта стал наиболее универсальным и широко распространенным методом интенсификации добычи нефти как из низкопроницаемых коллекторов, так и на традиционных месторождениях.

Технологическое развитие по данному направлению связано прежде всего с повышением производительности скважин путем:

- увеличения горизонтального участка:
- наращивания количества стадий ГРП (в 2014 г. в США был преодолен уровень в 100 стадий ГРП на одну скважину);
- увеличение объема закачки жидкости (технология «супер-ГРП», обеспечивающая кратно больший объем закачки, чем при обычном ГРП).

Следует отметить, однако, что практически все названные технологии на текущем этапе являются сравнительно дорогостоящими и могут получить распространение лишь при достаточно высоких ценах на углеводороды.

Механические методы. Нагнетание газа, в т.ч. углекислого, в скважины считается одним из эффективных способов интенсификации добычи на поздней стадии. Он применим как для терригенных, так и для известняковых коллекторов, преимущественно для добычи легкой нефти.

В большинстве случаев наибольшего экономического эффекта можно ожидать при комплексном подходе, сочетающем применение гидроразрыва пласта и горизонтального бурения (включая боковые стволы), а в некоторых случаях и нагнетания в скважину газа (углекислого и др.).

В кратко- и среднесрочной перспективе потребуется разработка

- новых технологий бурения скважин и вторичного вскрытия продуктивных пластов;
- новых методов диагностики оборудования с выявлением дефектов на ранней стадии их развития и программ расчета остаточного ресурса оборудования и материалов.

Актуальной остается задача разработки и освоения производства отечественными предприятиями новых типов оборудования и материалов для нефтедобычи, включая высокопроизводительное насосно-компрессорное оборудование высокого давления, смесители-диспергаторы, новые типы буровых растворов, включая полимерные и т.д.

В долгосрочной перспективе (особенно в случае реализации сценария «Новая эпоха углеводородов») потребуются новые технологии и оборудование для освоения арктического шельфа и шельфа дальневосточных морей.

Транспорт нефти и нефтепродуктов. Основные направления технологического развития нефтепроводной системы, обеспечивающей транспорт нефти и нефтепродуктов, включают:

- повышение производительности систем трубопроводного транспорта нефти за счет применения трубопроводов и насосного оборудования более высокого давления, а также присадок для снижения гидравлического сопротивления в магистральных трубопроводах;
- сокращение удельного расхода ТЭР на транспорт нефти и нефтепродуктов;
- повышение надежности систем трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов путем создания и внедрения эффективных средств диагностики трубопроводов, в том числе высокоточных внутритрубных диагностических комплексов, средств обнаружения и контроля активности процессов коррозии, обеспечивающих заблаговременное выявление аварийных участков и предотвращение аварий;
- уменьшение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и сброса недостаточно очищенных сточных вод в поверхностные водные объекты.

В краткосрочной перспективе следует изучать возможности изменения эксплуатационных характеристик сталей нового поколения. С учетом необходимости поддержания и обновления нефтетранспортной инфраструктуры целесообразно в рамках программы инновационного развития предусмотреть выполнение мероприятий по реконструкции трубопроводных систем и модернизации применяемого оборудования с внедрением современных технологий, сопоставимых с зарубежными аналогами.

Нефтепереработка. Одним из важных направлений развития отечественной нефтепереработки в *краткосрочной перспективе* является ликвидация зависимости от импорта критически важных материалов (катализаторов), технологий и оборудования. Отечественные производители способны заместить до 90 % импорта в короткие сроки. Большинство из них обладают международными сертификатами качества и выпускают конкурентоспособную продукцию.

В *среднесрочной перспективе* перед сегментом переработки стоит задача завершения модернизации имеющихся в стране НПЗ с целью увеличения глубины переработки нефти и выхода светлых нефтепродуктов, повышения их качества при максимальном использовании отечественных технологий и оборудования.

Это может быть достигнуто массовым внедрением процессов глубокой деструкции (каталитический крекинг и гидрокрекинг вакуумного газойля, гидрокрекинг нефтяных остатков, коксование) и облагораживания (изомеризация, алкилирование, риформинг, гидроочистка).

Решение данной задачи потребует разработки новых отечественных катализаторов и технологий, обеспечивающих достижение предельных значений глубины переработки углеводородного сырья и выхода светлых нефтепродуктов, доведение их качества до лучших мировых стандартов, минимизацию негативного воздействия НПЗ на окружающую среду.

3.2.2. Добыча, транспортировка и переработка тяжелой и высоковязкой нефти

Добыча. Применительно к месторождениям тяжелых и высоковязких сортов нефти использование технологий интенсификации добычи является обязательным элементом, без которого извлечение УВС становится экономически нецелесообразным и часто просто невозможным. Для успешной и экономически эффективной разработки многих месторождений, например, Баженовской свиты, доманиковых и ачимовских отложений, природного битума и достижения приемлемых значений КИН потребуется разработка новых технологий.

Свойства залежей тяжелой и вязкой нефти предъявляют жесткие требования к строгости соблюдения технических условий добычи. Необходим постоянный контроль теплового состояния пласта, для чего требуется проведение каротажа, качественное геологическое исследование резервуара, а также построение гидродинамических и тепловых моделей залежи, позволяющих оптимизировать схему добычи.

Базовым направлением в добыче тяжелой и вязкой нефти является разработка технологии типа SAGD (Steam-Assisted Gravity Drainage – стимулируемый паром самотечный дренаж). В стране имеется опыт их разработки применительно к нескольким месторождениям (Ашальчинскому, Ярегскому). Однако из-за существенных различий физико-химических свойств нефти и вмещающих пород даже в пределах одного месторождения для обеспечения достаточно

высокого КИН необходимо дополнительно к данной технологии использовать методы стимуляции нефтеотдачи пласта.

Основными путями совершенствования данных добычных технологий являются:

- снижение энергоемкости (применение вакуумной тепловой изоляции паропроводов, производство пара в режиме когенерации и др., что особенно актуально в северных условиях при наличии вечной мерзлоты, которая вызывает большие потери тепла);
- повышение эффективности разделения нефти и воды с повторным производством пара для нагнетания в скважину (высокое потребление воды повышает издержки SAGD).

Имеется ряд наукоемких направлений исследований, которые могут обеспечить повышение эффективности добычи тяжелой и высоковязкой нефти, увеличить производительность и улучшить эксплуатационные характеристики оборудования (например, применение микроволнового диэлектрического нагрева и др.).

Требуется проведение исследований применимости разрабатываемых методов добычи к различным условиям залегания, типам имеющихся резервуаров и свойствам нефти. В частности, это касается природных битумов Волго-Уральской битумо-нефтегазоносной провинции, сконцентрированных в пермских отложениях и залегающих на глубине от 50 до 400 м. Эти отложения имеют сложнопостроенную структуру карбонатных и терригенных коллекторов. Добыча тяжелой нефти карбонатных коллекторов имеет свои особенности по сравнению с добычей из слабоконсолидированных песчаников, где накоплен основной опыт российских компаний. Этим обусловлена актуальность проведения соответствующих НИОКР.

Важной является задача создания перспективных технологий и оборудования для переработки попутного нефтяного газа, позволяющих исключить его сжигание на факелах и обеспечивающих высокую надежность, компактность, а также высокий уровень автоматизации, позволяющие использовать его в отдаленных районах с суровыми климатическими условиями.

Транспортировка. Увеличение объемов добычи тяжелых и высоковязких типов нефти делает актуальной задачу обеспечения их доставки к местам переработки. Трубопроводный транспорт такой нефти очень затруднен из-за создаваемого ими высокого гидравлического сопротивления. Природные битумы при температуре окружающей среды вообще не подлежат трубопроводному транспорту. Поэтому выбор схемы доставки добытой тяжелой и высоковязкой нефти потребителям является технически и экономически сложной задачей.

Снижение вязкости для обеспечения трубопроводного транспорта такой нефти при помощи смешения с легкими сортами нефти или газовым конденсатом, специально доставляемыми к месту добычи, требует сооружения дополнительного трубопровода. Методы трубопроводного транспорта вязкой нефти с использованием распределенного подогрева (огневого, резисторного, на основе тепловых насосов и др.), вероятнее всего, окажутся экономически нецелесообразными в

российских условиях из-за больших расстояний и сурового климата. В качестве альтернативы может рассматриваться строительство специализированных пунктов первичной переработки тяжелой нефти в районах добычи. В этом случае тяжелая нефть перерабатывается (с различной глубиной переработки) в более легкую синтетическую нефть (*syncrude*). Это облегчит транспортировку, но затруднит дальнейшую переработку, поскольку синтетическая нефть далеко не всегда совместима с режимами переработки традиционных типов нефти.

Переработка. Задача разработки отечественных технологий переработки тяжелых и высоковязких нефтей станет одной из важнейших для отрасли в связи с ростом объемов их добычи. Тяжелая нефть и природные битумы характеризуются высоким содержанием ароматических углеводородов, смолисто-асфальтеновых веществ, высокой концентрацией металлов и сернистых соединений, высокими значениями плотности и вязкости, повышенной коксуемостью, что затрудняет их переработку. Некоторые сорта тяжелой нефти могут перерабатываться в смеси с обычной нефтью по традиционной технологии, однако большинство требуют специальных технологий и катализаторов.

В кратко- и среднесрочной перспективе актуальной является задача поддержки разработки отечественной технологии гидроконверсии тяжелого нефтяного сырья в моторные топлива и сырье для нефтехимии, инициатором которой стало ПАО «Татнефть». Освоение данной технологии позволит увеличить глубину переработки нефти в стране, заместить экспорт мазута и вязкой нефти экспортом высококачественных нефтепродуктов. Технология обладает значительным мультипликативным эффектом. При ее разработке и освоении будут задействованы наука, машиностроение, металлургия, инжиниринг и другие отрасли экономики.

Дополнительные и вспомогательные технологии. Важной технологической задачей для обеспечения роста добычи тяжелой и высоковязкой нефти является снижение экологической опасности, связанной:

- 1) с ростом выбросов, обусловленных большим энергопотреблением добычи (до 30-40 % от извлекаемого сырья),
- 2) с наличием больших концентраций тяжелых металлов, некоторые из которых, например, ванадий, обладают высокой коррозионной активностью, что негативно сказывается на рабочем ресурсе и аварийности оборудовании.

Разработка и внедрение технологий извлечения дорогостоящих тяжелых металлов из нефти позволила бы в значительной мере компенсировать природоохранные издержки.

Таким образом, для добычи, транспортировки и переработки тяжелой, вязкой и высоковязкой нефти необходима разработка новых технологий, в том числе новых катализаторов. Необходимо преодолеть критическую зависимость в данной области от зарубежных технологий,

материалов и оборудования, подготовить собственные кадры. Решение указанных задач наиболее вероятно в *долгосрочной перспективе*.

3.2.3. Разработка арктических и шельфовых месторождений углеводородов

Разработка в промышленных масштабах новых арктических месторождений, особенно на шельфе арктических морей, в настоящее время рассматривается как задача преимущественно на долгосрочную перспективу (конец 20-х – начало 30-х годов). Однако с учетом текущего технического и технологического состояния (в частности, российского бурового флота), масштаба и сложности задач подготовительные работы к возможному широкому освоению арктических месторождений необходимо вести уже сейчас.

Для реализации шельфовых арктических проектов необходимо строительство не только буровых и добычных платформ, но и ледоколов, танкеров и судов снабжения, что в свою очередь требует модернизации и развития новых верфей. Потребуется преодолеть критическую зависимость от импорта соответствующего оборудования и услуг, которая в шельфовых проектах превышает 90 %, а по отдельным видам техники доходит и до 100 %.

В *долгосрочной перспективе* применительно к добыче углеводородов на арктическом шельфе можно выделить два основных технологических направления:

- развитие технологий глубоководного бурения и добычи углеводородов на основе ледостойких и сейсмически устойчивых платформ;
- создание подводных роботизированных добычных комплексов с длительным ресурсом работы в автоматическом режиме и дистанционным управлением.

Подводная добыча дополнительно потребует создания систем эффективного и надежного энергоснабжения подводных объектов. Здесь конкурентоспособными могут оказаться автономные атомные энергетические модули на базе ядерных реакторов малой мощности и термоэлектрических (термоэмиссионных) преобразователей. Кроме того, необходима разработка подводных нефтехранилищ, насосного оборудования для подводной добычи, оборудования для первичной подготовки нефти в подводном исполнении, а также решение задач транспортировки нефти по подводным трубопроводам в условиях ограниченных возможностей по подготовке нефти к транспорту (под водой) и низкой температуры окружающей среды.

Критичным является разработка эффективных способов ликвидации разливов нефти в ледовых условиях, в том числе при эксплуатации подводных добычных комплексов.

В *краткосрочной перспективе* потребуется совершенствование и расширение производства инновационных хладостойких сталей для конструкций, работающих в экстремальных климатических условиях.

3.3. Газовая отрасль

3.3.1. Добыча и транспортировка газа

Добыча газа. В настоящее время в структуре добываемого газа превалирует природный газ, однако непрерывно растет доля попутного нефтяного газа (ПНГ), которая достигла 11 %.

Отрасль характеризуется высокой степенью износа основных фондов, которая составляет около 64 % (полностью изношенных – 36 %) и имеет тенденцию к увеличению: в 2010 г. она равнялась примерно 58 % (полностью изношенных – 30 %). Коэффициент обновления основных фондов в отрасли в последние годы находился на уровне 7-9 % в год.

Удельный расход суммарных ТЭР на добычу газа за период 2000–2014 гг. уменьшился более чем на 40 %. Однако удельный расход электроэнергии при этом увеличился более чем в 2 раза. Существенный рост удельного расхода ТЭР отмечается на компримирование газа дожимными компрессорами на месторождениях.

Применяемые в случае добычи трудноизвлекаемых запасов газа технологии и направление их развития во многом аналогичны нефтяной отрасли. В частности, это системы и методы повышения отдачи пластов, включая направленное изменение их коллекторских свойств, в том числе на месторождениях низконапорного газа.

Освоение газовых месторождений в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке и создание в регионе специальной «гелиевой инфраструктуры» предполагает разработку и совершенствование таких технологий и систем, как:

- технологии переработки природного газа с высоким содержанием гелия и азота, а также систем очистки и сжижения гелия;
- системы транспортировки и хранения гелия;
- технологии газохимических производств высокой единичной мощности.

В *долгосрочной перспективе* востребованными могут оказаться отечественные технологии добычи газовых гидратов, в том числе на внешних рынках.

Газотранспортная система. ГТС в целом является одним из крупнейших потребителей ТЭР в стране. На собственные технологические нужды ГТС расходуется около 7 % от общего объема газа, поступающего в систему. За период 2000–2014 гг. удельный расход ТЭР (99 % которых составляет газ) на перекачку природного газа сократился почти на 13 %.

Парк газоперекачивающих агрегатов (ГПА) на 79 % оснащен газотурбинным приводом, доля ГПА с электроприводом равняется 17 %, с газомотокомпрессорным приводом – 4 %. около 40 % находящихся в эксплуатации газотурбинных ГПА имеют наработку более 100 тыс. часов и эксплуатируются в режиме продления ресурса по показателям промышленной безопасности. Предел в 100 тыс. часов превышен на более чем 20 % электроприводных ГПА.

Развитие ГТС сопровождается повышением единичной мощности ГПА. В структуре парка газопроводных ГПА увеличивается доля установок мощностью 25 и 32 МВт, выпуск которых освоен отечественной промышленностью. Функционирующие в ГТС электроприводные ГПА имеют мощность от 2 до 25 МВт, причем применяются в основном агрегаты с синхронными электродвигателями, которые слабо приспособлены к переменным режимам работы.

Структура парка ГПА отличается большим разнообразием оборудования по типоразмерам и единичной мощности. Однако успешно ведутся работы по созданию унифицированных ГПА, что позволяет сократить время и стоимость проектных работ, снизить металлоемкость, капитальные вложения и сроки ввода в эксплуатацию, удешевить производство, значительно сократить финансовые вложения в их техническое обслуживание и ремонт. В частности, создан передовой в техническом отношении унифицированный агрегат ГПА-16У.

По показателю стоимости жизненного цикла электроприводные ГПА в определенных условиях могут обладать преимуществом перед газотурбинными ГПА. В то же время последние в качестве топлива используют перекачиваемый газ и потому не зависят от внешнего электроснабжения, не гарантирующего 100-процентную надежность. Поэтому можно ожидать сохранения в обозримой перспективе преобладания в ГТС газопроводных ГПА. Электроприводные ГПА могут оказаться эффективными в районах с развитой электрической сетью и дешевой электроэнергией, например, от АЭС и высокоэффективных ПГУ. При использовании ночной («провальной») электроэнергии электроприводные ГПА могли бы стать востребованными в качестве эффективных потребителей-регуляторов в электроэнергетической системе. Электрический привод должен быть регулируемый.

Важными направлениями технологического развития ГТС остаются:

- разработка новых высокопрочных материалов для повышения рабочего давления в трубопроводах большого диаметра и увеличения пропускной способности труб;
- разработка новых типов внутренних гладкостных покрытий для снижения гидравлического сопротивления труб и сокращения энергетических затрат на передачу газа;
- разработка новых типов наружных антикоррозийных покрытий для снижения коррозионной опасности трубопроводов и, соответственно, повышения срока службы и надежности ГТС, сокращения затраты на ремонт.

Развитие газодобычи в северных районах должно сопровождаться разработкой оборудования для ГТС, специально предназначенного для длительной эксплуатации в экстремальных полярных условиях (низкие температуры, вечная мерзлота, труднодоступность и т.д.). В таких районах предъявляются повышенные требования к надежности оборудования и систем управления ими, к качеству подготовки персонала, приоритетом становится применение малолюдных технологий.

В стране уже освоено производство труб из сталей классов прочности К60-К65 большого диаметра (1220 мм, 1420 мм с толщиной стенки до 32 мм), из сталей классов прочности К52-К65 на рабочее давление до 11,8 МПа, а также труб для морских участков диаметром до 820 мм на рабочее давление до 28,5 МПа. Эти трубы используются для сооружения газопроводов в северной климатической зоне при строительстве в условиях, требующих повышенной хладостойкости металла труб, а также для подводных морских и промысловых трубопроводов с повышенной коррозионной стойкостью и хладостойкостью, трубопроводов для транспортировки газа с повышенным содержанием сероводорода, трубопроводов из труб с высокой деформационной способностью, прокладываемых в сейсмических активных регионах и зонах активных тектонических разломов. Выпускаемые трубы могут производиться с внутренним анфрикционным и антикоррозионным покрытием, наружным антикоррозионным полиэтиленовым или пропиленовым покрытием, покрытием под бетонирование и др.

Развитие средств внутритрубной диагностики трубопроводов позволяет сокращать затраты на ремонт газопроводов, обеспечивая при этом их эксплуатационную надежность. Постоянно появляются новые методы диагностики, позволяющие осуществлять непрерывный контроль состояния газопроводов, что позволяет значительно увеличить их надежность и долговечность.

Увеличивается применение бестраншейных методов прокладки трубопроводов, что расширяет возможности строительства пересечений газопроводами искусственных и естественных преград.

Совершенствуются технологии строительства, обеспечивающие сооружение газопроводов с повышенными эксплуатационными характеристиками.

Развитие современных технологий и методов ремонта позволяет выполнять ремонт трубопроводов без остановки транспорта газа.

3.3.2. Производство сжиженного природного газа

Задача организации крупномасштабного производства и транспортировки СПГ на базе преимущественно отечественных разработок является комплексной. Ее решение требует создания и освоения выпуска большого количества нового оборудования. В частности, требуется:

- оборудование для очистки газа перед сжижением;
- низкотемпературное теплообменное оборудование для крупнотоннажного производства СПГ;
- компрессорное оборудование большой производительности с высокой степенью сжатия;
- криогенное насосное оборудование, гибкие криогенные трубопроводы для перекачки СПГ, криогенные трубопроводы с экранно-вакуумной и порошково-вакуумной изоляцией;

- транспортные криогенные резервуары для хранения и транспортировки СПГ;
- технологии производства газозовов ледового класса;
- новые типы судовых двигателей на природном газе с высоким КПД и низкими вредными выбросами;
- плавучие заводы по производству и транспортировке СПГ.

Имеются возможности к 2018–2020 гг. в основном завершить разработку в стране технологий производства основного теплообменного оборудования и оборудования для хранения и транспортировки СПГ, включая криогенное теплообменное оборудование трубчатого типа, транспортные криогенные резервуары, криогенное насосное оборудование, гибкие криогенные трубопроводы для транспортировки СПГ, криогенные трубопроводы с экранно-вакуумной и вакуумной изоляцией для транспортировки СПГ.

К 2020 г. предполагается провести промышленные испытания установки для производства СПГ на базе отечественной технологии со смешанным хладагентом.

Технологии производства газозовов ледового класса, новых судовых двигательных установок, плавучих заводов могут быть завершены и внедрены в производство не ранее 2035 года.

3.3.3. Переработка газа и газохимия

Переработка газа. Уровень развития газоперерабатывающей отрасли России в целом отстает от передовых зарубежных стран. Лишь около 5 % добываемого в стране газа используется в качестве сырья для газохимической переработки. Исторически основные газоперерабатывающие мощности создавались с целью обеспечения подготовки добываемого природного газа к подаче в газотранспортную систему. Этим объясняется относительно небольшой объем процессов вторичной переработки компонентов природного газа на действующих газоперерабатывающих заводах (ГПЗ).

В настоящее время основными продуктами ГПЗ России являются сжиженные углеводородные газы (СУГ), широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), этановая фракция, автобензин, дизельное и реактивное топливо, мазут, стабильный конденсат.

Метан и другие компоненты природного газа являются ценным сырьем газохимического производства, позволяющим получать широкий спектр продукции высокого спроса.

Использование этана, СУГ или ШФЛУ в процессе пиролиза удешевляет производство мономеров и последующей продукции по технологической цепочке их переработки. В то же время производство этана требует создания специальных систем его выделения и последующей транспортировки на ГПЗ.

В связи с этим актуальность приобретают:

- разработки новых энергоэффективных технологий выделения из газа ценных компонентов;
- создание новых технологий производства широкого спектра газохимической продукции (метанола, полиолефинов, минеральных удобрений и пр.);
- создание инновационных технологий «метан в олефины», дегидрирования пропана, производства АБС-пластиков и т.д.;
- развитие вспомогательных технологий производства катализаторов, адсорбентов и специальных реагентов для нужд газопереработки и газохимии.

Практически значимым является создание отечественных технологий получения синтетических жидких топлив (СЖТ) и/или химической продукции из природного газа с целью решения проблем продления использования выработанных месторождений, освоения малых и труднодоступных (удаленных от газотранспортной системы) месторождений. Для этого необходима разработка:

- технологий производства катализаторов синтеза Фишера-Тропша нового поколения, обладающих высокой производительностью и селективностью в отношении целевой продукции;
- технологий производства катализаторов гидрооблагораживания продуктов синтеза Фишера-Тропша, позволяющих получать различный ассортимент высоколиквидной продукции;
- реакторных блоков с пониженной металлоемкостью, обеспечивающих высокую термостабильность процесса синтеза;
- эффективных технологий выделения водорода из отходящих газов синтеза Фишера-Тропша и др.

Перспективной и важной задачей является повышение эффективности переработки серосодержащих газов, решение которой включает разработку и освоение экологически безопасных технологий добычи и переработки сероводородсодержащих газов, производства и использования серы в различных отраслях экономики (дорожном строительстве и др.).

В настоящее время компании заинтересованы в увеличении мощностей процессов переработки газа. К ним относятся технологии выделения из природного газа гелия и ценного газохимического сырья (ШФЛУ, СУГ, этана). В процессах вторичной (химической) переработки газа наибольшее распространение получают технологии производства полиолефинов и метановой газохимии (получение метанола, аммиака, минеральных удобрений и пр.). Они направлены на монетизацию газового сырья за счет синтеза на его основе сырья для нефтехимии и обеспечение эффективного использования его отдельных компонентов в промышленности.

Среди перспективных технологий переработки газа можно выделить следующие:

- мембранные технологии разделения природного газа на ценные компоненты: этан, пропан-бутановую фракцию, гелий, сухой газ с высоким содержанием метана;

- технологии окислительного дегидрирования этана в этилен;
- технологии окислительной димеризации метана в этилен;
- технологии превращения метана в синтез-газ с низкой величиной капитальных затрат;
- технологии получения продукции топливного и химического назначения из синтез-газа;
- технологии получения новых строительных и дорожных материалов с использованием серы.

Важными являются вспомогательные технологии получения:

- катализаторов для нефте- и газогазохимии;
- высокопроизводительных и высокоселективных мембранных материалов с контролируемым размером пор для перспективных технологий разделения газов и жидкостей;
- технологии получения адсорбентов, катализаторов и реагентов для газопереработки и газохимии;
- технологии создания АСУТП на базе отечественных компонентов.

3.4. Угольная отрасль

Развитие угольной промышленности сопровождалось масштабной модернизацией существующих и значительными вводами новых производственных мощностей, оснащенных высокопроизводительной техникой и использующих современные технологии добычи и обогащения угля. За период с 2000 г. суммарные вводы новых добычных мощностей составили около 140 млн т/год. Тем не менее, степень износа основных фондов в отрасли все еще превышает 50 %, а полностью изношенных – достигает 11 %.

В последнее десятилетие подземная добыча демонстрировала определенную стабильность (100–105 млн т в год), в то время как добыча угля открытым способом росла, вследствие чего ее доля в общей структуре добычи увеличилась с 64 % до 72 %.

Изменение структуры добычи наряду с масштабным техническим перевооружением отрасли способствовали повышению энергоэффективности отрасли. Энергоемкость открытого способа добычи в 2,1 раза ниже по сравнению с подземным способом (12,9 и 27 кг у.т./т соответственно). Открытый способ добычи менее электро- (в 1,8 раза) и тепломкий (в 2,8 раза), чем подземный, хотя и превосходит последний по удельному потреблению дизельного топлива.

Энергоемкость отечественной угольной промышленности существенно превышает мировой уровень и тем более уровень ведущих зарубежных угледобывающих стран. Согласно информации МЭА, суммарное удельное потребление ТЭР угольной промышленностью России превышает среднемировой уровень в 2,2 раза, уровень США – в 2,3 раза, Германии – в 9 раз, Китая – в 2 раза.

Уровень использования установленных угледобывающих мощностей в последние годы составлял около 85 %, а углеобогатительных – 79 %. На начало 2015 г. установленные мощности по добыче угля в стране достигли 424 млн т/год, то есть запас их составляет более 68 млн т/год.

Обеспечение конкурентоспособности отечественных углей на внутреннем и мировом рынках достигается прежде всего путем технического перевооружения отрасли, вывода из эксплуатации устаревшего оборудования и установки более эффективного, что ведет к увеличению производительности труда и снижению себестоимости выпуска продукции. Среднесуточная добыча угля из одного действующего очистного забоя в среднем по отрасли в 2014 г. достигла 4035 т, увеличившись с 2000 г. почти в 3,8 раза (1070 тонн). Поскольку при этом произошло существенное (вдвое) сокращение средней численности персонала угледобывающих и перерабатывающих предприятий, то производительность труда возросла в 2,5 раза. Однако несмотря на эти достижения производительность труда в российской угольной отрасли значительно (в 2-4 раза) отстает от ведущих мировых угледобывающих компаний.

На пути технологического развития отрасли стоит ряд проблем, в числе которых следует отметить:

- ухудшение горно-геологических условий ведения подземной добычи угля. Средняя глубина отработки пластов на шахтах превысила 440 м. Более 90 % разрабатываемых пластов опасны хотя бы по одному фактору (в том числе 87 % пластов опасны по взрывчатости пыли), а около 74 % пластов опасны по 2 и более факторам. Следствием является высокая вероятность возникновения на шахтах аварийных ситуаций, высокий уровень производственного травматизма, необходимость выполнения дорогостоящих мероприятий по повышению безопасности труда;

- высокая степень зависимости от импорта оборудования и технологий (доля импортного оборудования в отрасли достигает 50 %, в том числе очистных комбайнов – около 75 %, погрузчиков – 84 %, технологического автотранспорта – 87 %);

- нарастающий дефицит квалифицированных кадров.

Перспективы развития старых угольных бассейнов могут быть связаны с созданием кластеров на основе взаимосвязанных производств, обеспечивающих более полное использование потенциала угля как полезного ископаемого.

3.4.1. Добыча угля открытым способом

В рассматриваемой перспективе наибольшими возможностями развития и эффективностью применения обладают:

- циклично-поточная и поточная технологии ведения горных работ и оснащение разрезов мобильными дробильно-перегрузочными установками, а также высокопроизводительной горнотранспортной техникой непрерывного и циклического действия. Применение таких

технологий, согласно зарубежному опыту, обеспечивает примерно на 15 % сокращение энергопотребления и на 20-30 % – затрат на ведение горных работ;

- комбинированные (бестранспортные и транспортно-отвальные) системы разработки вскрышных пород высокой крепости с применением длинностреловых отвалообразователей, высокоуступных технологий, технологий кинетического формирования внутренних отвалов (взрыводоставка);

Требуется создание и организация серийного производства нового отечественного высокопроизводительного и надежного экскавационного, дробильного и горнотранспортного оборудования, тяжелых редукторов, мощных электроприводов, электрогидравлических, электромеханических и электронных систем управления и др.

3.4.2. Добыча и переработка угля подземным способом

Повышение технического уровня добычи угля подземным способом *в среднесрочной перспективе* возможно путем разработки и освоения высокопроизводительных проходческих комплексов для проведения подготовительных выработок с анкерным креплением и применением современных средств дистанционного управления и мониторинга забойных процессов.

Немалую роль в качестве вспомогательных и дополнительных технологий могут сыграть:

- эффективные способы и технические средства снижения метано- и пылевыведения, локализации и подавления выбросов пыле- и метановоздушных смесей, взрывозащиты;
- усовершенствованные технологии вентиляции и дегазации угольных шахт.

В долгосрочной перспективе приоритетными в этой области могут стать:

- роботизированные комплексы, обеспечивающие разработку тонких и крутых пластов с высокой селективностью (с использованием новых методов математического моделирования геофизического состояния горных выработок и оптимизации извлечения угля);

- подземная газификация угля, в том числе с получением генераторного газа и последующим его использованием для производства электрической и тепловой энергии на месте добычи;

- гидродобыча угля с получением водоугольного топлива и доставкой его потребителям (электростанциями и котельными) в районе добычи.

Имеющиеся технологии подземной газификации угля пока не отвечают современным требованиям и не готовы к массовому применению по экономическим и техническим причинам. В частности, не решены главные проблемы: а) обеспечение надежного контроля и управления процессом газификации в пределах угольного пласта, б) получение газа стабильного качества, пригодного для эффективного использования в энергетике и при производстве моторных топлив и

химических продуктов, в) гарантирование экологической безопасности, г) достижение экономической конкурентоспособности с прочими топливами.

Для широкого применения технологий гидродобычи, производства и транспортирования водоугольного топлива потребуются обеспечить их экономическую состоятельность, а также решить ряд технических проблем, в числе которых обеспечение длительного хранения топлива без расслаивания, надежная работа системы в зимних условиях и др.

В качестве перспективных дополнительных технологий следует указать геоинформационные технологии и средства контроля состояния горного массива, а также методов и технических средств управления этим состоянием, обеспечивающих своевременное предсказание и предотвращение опасных газодинамических явлений в угольных шахтах, в т.ч. горных ударов, внезапных выбросов угля и газа и других.

3.4.3. Обогащение и переработка угля

В среднесрочной перспективе необходимо продолжить совершенствование технологий обогащения добытого угля и окускования мелких классов угля и тонкодисперсных отходов угольных предприятий с целью повышения качества отпускаемого топлива.

Потребуется разработка технологий сухого обогащения угля, высокопроизводительных и высокоэффективных сортировочных машины с высокой разрешающей способностью, позволяющих одновременно обогащать несколько марок угля, новые типы сенсоров, оборудование для сокращения водопотребления и замыкания водяного цикла и ряд других.

Разработка таких технологий позволит снять зависимость угольной промышленности страны от зарубежных производителей, развить собственные высокотехнологичные производства, снизить стоимость обогатительного оборудования.

Кроме того, хорошие перспективы имеют технологии переработки угля для получения перспективных углеродсодержащих материалов (углепластов и др.) и извлечением ценных компонентов (редких металлов и др.).

В долгосрочной перспективе речь может идти о технологиях парокислородной газификации угля под высоким давлением с получением синтез-газа, о производстве дешевого кислорода (в частности, мембранным способом), высокоселективном каталитическом синтезе широкой гаммы продуктов с высокой добавленной стоимостью из синтез-газа.

Практический интерес представляют разработки новых технологий экономически эффективного извлечения из минеральной части угля ценных компонентов и утилизации золы с целью повышения комплексности использования твердых топлив.

3.4.4. Торфоразработка и переработка торфа

Торфяная промышленность характеризуется еще более высокой степенью износа основных фондов и энергоемкостью, чем угольная.

Для развития торфяной промышленности перспективными представляются технологии производства гидрофобных торфяных брикетов с высокими потребительскими свойствами (высокой теплотой сгорания и длительным сроком хранения на открытом воздухе) и небольшой себестоимостью. Такие брикеты могут стать востребованными на внутреннем рынке и имеют высокий экспортный потенциал.

В стране, в частности, ведется разработка автоматизированной промышленной технологии производства лигногелевых торфяных гранул (ЛГТ-гранул) высокого качества с гидрофобными свойствами. Имеются основания для ее успешного внедрения.

3.5. Дополнительные технологии в геологоразведке и сырьевых отраслях

В геологоразведке и эксплуатации месторождений полезных ископаемых в арктической зоне, в особенности на шельфе арктических морей, в настоящее время предъявляются повышенные требования к безопасности и охране окружающей среды. В перспективе следует ожидать ужесточение этих требований и еще более активного использования механизмов международного контроля за вмешательством в природную среду Арктики, шельфа внутренних и континентальных морей и других природных районов повышенной уязвимости.

При этом необходимо учитывать нарастающие угрозы, связанные с изменениями климата, в том числе с опасными гидрометеорологическими явлениями (ураганы, шквалы, наводнения, паводки и др.). В особенности это важно при планировании и проведении работ в Арктике и на шельфе, где разрушение объектов ТЭК под воздействием стихийных бедствий с большой вероятностью повлечет за собой экологическую катастрофу.

Помимо существенного снижения рисков таких аварий, потребуется также комплексная проработка механизмов возмещения ущерба, который, по оценкам ряда экспертов, на настоящий момент не может покрыть ни одна страховая компания.

Будет нарастать потребность в повышении достоверности, эффективности и оперативности прогнозирования, дистанционного мониторинга и контроля за состоянием энергетических систем и окружающей среды.

Перспективные технические системы и технологии:

– системы дистанционного мониторинга природных и энергетических систем с использованием авиационных и космических (спутниковых) систем, включая автоматизированные системы контроля окружающей среды (атмосферы, гидросферы, криосферы, ландшафтов, почв), эмиссии углекислого газа и выбросов загрязняющих веществ предприятиями отраслей ТЭК;

- системы диагностики состояния природных и энергетических систем в целях раннего обнаружения и прогнозирования условий, способствующих формированию природных и техногенных чрезвычайных ситуаций;
- технологии повышения безопасности энергетических и энергетически-инфраструктурных объектов;
- технологии ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, включая оборудование для утилизации, переработки и захоронения вредных веществ и отходов;
- технологии по рекультивации, санации и восстановлению земель.

Перечисленные технологии, в свою очередь, предполагают проведение НИР, в результате которых должны быть получены максимально эффективные методы и методики, среди которых:

- методики управления рисками чрезвычайных ситуаций, включая методы прогнозирования природных и техногенных катастроф и их последствий;
- методики управления экологическими рисками при освоении морских нефтегазовых месторождений на акваториях, в том числе в покрытых льдом районах;
- методы неразрушающего контроля технического состояния оборудования.

Можно ожидать роста спроса в отраслях ТЭК на природоохранное оборудование, а также на услуги по водоочистке и рециклингу воды, экологически безопасного и экономически эффективного обращения с отходами.

Сдерживанию роста затрат в добывающих отраслях ТЭК и повышению в них производительности труда будет способствовать интеллектуализация процесса добычи топлив. Опыт реализации организационно-технических концепций «Интеллектуальная скважина» и «Интеллектуальное месторождение» показал возможность сокращения на 15–20 % операционных затрат в добычу углеводородного сырья. Это достигается за счет сокращения управленческого и производственного персонала, увеличения загрузки оборудования в результате повышения его надежности и снижения аварийности, а также оптимизации добычи топлив исходя из прогнозируемой рыночной конъюнктуры.

Аналогичные результаты могут быть достигнуты в угольной отрасли в рамках реализации концепций «Интеллектуальная шахта» и «Интеллектуальный разрез» за счет внедрения комплексных автоматизированных систем управления горными предприятиями, новых технических средств мониторинга состояния горных пород, шахтной атмосферы и технологического оборудования, информационно-коммуникационных и геоинформационных технологий.

3.6. Электроэнергетика и теплоснабжение

В технологической структуре ТЭС доля паротурбинных установок (ПТУ) превышает 85 %, из них лишь немногим более 27 % – энергоблоки на сверхкритические параметры пара (24 МПа), при этом доля ПТУ с низкими параметрами свежего пара (9 МПа и ниже) – около 14 %. Свыше 60 % мощности всего парка генерирующего оборудования ТЭС (почти 100 ГВт) эксплуатируется более 30 лет.

В последнее десятилетие интенсивно вводились прогрессивные парогазовые установки (ПГУ) и газотурбинные установки (ГТУ), однако доля их невелика (10,9 % и 3,7 % соответственно). Вводы осуществлялись преимущественно на основе импортного газотурбинного оборудования.

Угольные ТЭС имеют средний КПД на уровне 33-36 %, в то время как у лучших зарубежных угольных станций этот показатель достигает 43-44 %. В стране нет ни одного энергоблока на суперсверхкритические параметры пара. На Новочеркасской ГРЭС сооружается первый в стране энергоблок со сжиганием угля в котле с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС). Экологические показатели угольных ТЭС значительно уступают современным зарубежным станциям. На угольных ТЭЦ замещению подлежат около 45 % их суммарной мощности.

На протяжении многих лет низкой остается загрузка отечественных ТЭС, что свидетельствует об избытке установленных мощностей. Так, в 2014 г. число часов использования установленной мощности ТЭС составило около 4250 часов в год, что соответствует коэффициенту использования установленной мощности (КИУМ) 0,49. В гидроэнергетике число часов использования установленной мощности ГЭС составило около 3530 час/год, т.е. КИУМ равен примерно 0,4.

Основными показателями, характеризующими энергоэффективность работы ТЭС, являются удельный расход условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии и удельный расход электрической энергии на собственные нужды электростанции – на производство электроэнергии и на отпуск тепла. Средний удельный расход топлива на отпуск электрической энергии на ТЭС с 2000 по 2014 год сократился на 6 %, а на отпуск тепла – на 1,5 %. Также сократился в этот период и удельный расход электрической энергии на собственные нужды ТЭС: на производство электроэнергии с 5,9 до 5,2 %, на отпуск тепловой энергии – с 34,6 до 32,5 кВтч/Гкал.

Наблюдаемое повышение энергоэффективности отечественных ТЭС связано в основном с увеличением доли природного газа в топливном балансе станций и вводом ПГУ, имеющих высокий КПД. Однако в целом энергетическая эффективность отечественных ТЭС остается достаточно низкой, что обусловлено большой долей старого неэффективного оборудования, низкой загрузкой станций и работой ТЭЦ в неэкономичном для них конденсационном режиме.

Отечественные ГТУ мощностью до 25 МВт, созданные преимущественно на базе авиадвигателей, имеют относительно невысокий КПД (25-28 % для ГТУ 2-8 МВт и до 34-37 % для ГТУ 16-25 МВт). Они имеют рабочий (назначенный) ресурс не более 100-120 тыс. часов, ресурс до капремонта – 20-30 тыс. часов (иностранные ГТУ – в 1,5-2 раза больше). Высокотехнологичные микротурбины в стране вообще не производятся. Достаточно обширный для них внутренний рынок целиком покрывается за счет импорта.

Российские газопоршневые установки (ГПУ) уступают зарубежным по многим показателям: КПД, моторесурсу, надежности, выбросам вредных газов, эффективности управления, а выигрывают только в стоимости и простоте ремонта. Вместе с тем, ДЭС и двухтопливные ГПУ широко используются в стране в системах автономного и резервного электроснабжения, в частности, нефтегазодобывающими компаниями, особенно при наличии попутного нефтяного газа, утилизацию которого стимулируют предъявляемые жесткие экологические требования. Вследствие этого в страну ежегодно ввозится большое количество дизельных и газопоршневых установок.

Значительная доля основного гидроэнергетического оборудования устарела и не в полной мере соответствует современным требованиям по безопасности, надежности и энергоэффективности. В частности, на большинстве ГЭС установлены устаревшие масляные трансформаторы (значительная часть которых, около 40 %, в ближайшие годы выработает свой ресурс) и используются устаревшие электрогидромеханические системы управления.

В электросетевом комплексе доля оборудования со сверхнормативным сроком службы составляет от 40 до 60 %, потери в распределительных сетях – 8,3 % против 7,5 % в зарубежных компаниях. Следует отметить также низкий уровень автоматизации сетей 35-110, 220 кВ и особенно 6-20 кВ, который значительно отстает от аналогичного показателя в развитых странах; только 38 % от общего количества центров питания оснащены телесигнализацией и менее 16 % имеют телеуправление.

Техническое состояние теплосетевого хозяйства страны вследствие естественного старения их оборудования является близким к критическому, а объемы замены – неудовлетворительными. В замене нуждается почти 30 % тепловых сетей (более 48 тыс. км). Фактические объемы реконструкции и реновации недостаточны для поддержания исправного технического состояния тепловых сетей и не приводят к существенному снижению тепловых потерь, связанных с утечками теплоносителя и неэффективной тепловой изоляцией.

Существенной проблемой является также нарушение гидравлических режимов тепловых сетей и разрегулировка систем теплоснабжения из-за невыполнения мероприятий по оптимальному распределению теплоносителя между различными потребителями.

3.6.1. Газовая генерация

Приоритеты технологического развития крупных газовых ТЭС состоят в использовании высокоэффективных ПГУ, максимальной унификации создаваемого оборудования, применении типовых проектных решений на базе серийного отечественного (лицензионного) оборудования.

При этом следует учесть, что наблюдаемый в течение многих десятилетий тренд на совершенствование турбинных технологий электрогенерации большой мощности на органическом топливе, видимо, подходит к своему логическому завершению, обусловленному физическими и технологическими ограничениями. Ведущими мировыми энергомашиностроительными компаниями разработаны и активно продвигаются на рынок т.н. *теплоэнергетические установки «предельной эффективности»* – ПГУ на природном газе электрической мощностью 600-1200 МВт с КПД 60-62 %, базирующиеся на газовых турбинах сверхбольшой мощности (300-500 МВт), имеющими КПД 40-42 %. Активно разрабатываются ГТУ со сложным циклом, включая промежуточное охлаждение воздуха и изотермический подвод тепла. Их комбинирование с высокоэффективными паротурбинными установками обещает достижение в мощных ПГУ предельных значений КПД 65-66 %.

В кратко- и среднесрочной перспективе перед российской газовой генерацией стоят следующие задачи:

- увеличение степени локализации производства лицензионных газовых турбин средней и большой мощности и разработка на их основе типовых проектов ПГУ для замещения выводимых газовых паротурбинных блоков мощностью 100-800 МВт на КЭС и 100-250 МВт на ТЭЦ;
- организация разработки отечественных газовых турбин средней и большой мощности, конкурентоспособных с лучшими зарубежными аналогами;
- совершенствование отечественных ГТУ малой мощности, в т.ч. с использованием регенеративных схем; создание и освоение производства высокотехнологичных микротурбин.

Для обеспечения технологической независимости отечественной энергетики актуальной является организация в стране производства современных газовых турбин средней (30-50 МВт) и большой (60-80, 100-120, 150-180 МВт и 270-300 МВт) мощности, в том числе на основе лицензионных соглашений с полной локализацией производства.

Проекты локализации производства иностранного высокотехнологичного оборудования на отечественных предприятиях к настоящему времени трудно признать достаточно успешными. Несмотря на достижение в некоторых проектах, степени локализации до 80 % и даже 95 %, за зарубежными компаниями остается изготовление и поставка наиболее высокотехнологических и критически важных элементов «горячего тракта» ГТУ (лопатки турбины высокого давления,

горелки и элементы камеры сгорания). К тому же все производимые по лицензии установки относятся к предыдущему поколению турбин.

Важнейшей ближайшей задачей следует считать организацию собственного производства высокотехнологичных компонентов ГТУ (турбинных лопаток, элементов камеры сгорания и др.) для обеспечения ремонта установленных газовых турбин средней и большой мощности зарубежного производства.

Новые и усовершенствованные ГТУ должны быть специально разработаны для энергетического применения, оборудованы низкоэмиссионными камерами сгорания (с выбросами оксидов азота не более 25 ppm), иметь большой рабочий ресурс (до 150-200 тыс. часов). Котлы-утилизаторы для крупных ПГУ должны иметь контуры двух (трех) давлений для эффективной работы при различных нагрузках. Необходимо продолжить совершенствование отечественных паровых турбин с целью повышения КПД. Целесообразно наращивать усилия по разработке отечественных технических средств и интеллектуальных систем диагностики состояния основного и вспомогательного оборудования энергетических установок в режиме реального времени, прежде всего, высокочувствительных и надежных сенсоров, в т. ч. бесконтактных.

В долгосрочной перспективе актуальными являются разработки:

- отечественных ГТУ большой мощности (300 МВт и более), конкурентоспособных на внутреннем и внешних рынках энергетического оборудования, и на их основе – мощных ПГУ предельной эффективности (с КПД до 65-66 %);
- гибридных электрогенерирующих установок на основе топливных элементов и ГТУ (ПГУ) с КПД до 70 %.

Разработка в стране сверхмощных газовых турбин (300 МВт и более) и ПГУ до 800–1200 МВт требует соответствующего технико-экономического обоснования, что обусловлено большими требуемыми затратами. До 2035 года емкость внутреннего рынка для данного оборудования будет оставаться относительно небольшой, а выход на внешние рынки затруднен из-за высокой конкуренции. Для обеспечения конкурентоспособности разрабатываемых установок с перспективными зарубежными технологиями потребуется выполнить большой объем НИОКР, в том числе по созданию новых жаропрочных материалов и термобарьерных покрытий.

Задачу разработки отечественных газовых турбин большой мощности с перспективными техническими характеристиками следует рассматривать как стратегическую, гарантирующую сохранение и развитие научно-технологического потенциала страны. Это прямой технологический вызов для отечественной науки и промышленности. Владение технологиями производства мощных газовых турбин позитивно характеризует научно-технологический уровень энергетического машиностроения страны и во многом определяет его экспортный потенциал.

3.6.2. Угольная генерация

В *кратко- и среднесрочной перспективе* в угольной генерации максимальный эффект может дать разработка и освоение производства нового паротурбинного оборудования для замещения выводимых угольных энергоблоков мощностью 100-500 МВт на КЭС и 100-250 МВт на ТЭЦ, в том числе на суперсверхкритические параметры (ССКП) пара, и рассчитанные на использование отечественных каменных и бурых углей. Первоочередной задачей может стать разработка и внедрение типового угольного энергоблока мощностью 225 МВт с показателями энергетической и экологической эффективности на уровне наилучших доступных технологий

Для замещения выводимого оборудования на угольных ТЭЦ необходимо разработать теплофикационный блок на угле мощностью 100-120 МВт с повышенными технико-экономическими показателями, а также типовые проекты строительства угольной ТЭЦ нового поколения, учитывающей современные схемные и компоновочные решения с внедрением инновационных технологий, обеспечивающих возможность использования золошлаковых отходов в строительной индустрии.

Емкость внутреннего рынка для угольных ПГУ составляет не менее 10-20 ГВт или 100-120 энергоблоков мощностью 100-330 МВт на период до 2035 г.

Целесообразно продолжить работы по созданию отечественных котлов циркуляционного кипящего слоя (ЦКС). Данная технология демонстрирует хорошие адаптационные возможности к изменению качества угля, обладает хорошими маневренными свойствами, обеспечивает эффективное снижение негативного воздействия угольной энергетики на окружающую среду. Однако опыт разработки котлов ЦКС большой мощности в России пока достаточно мал.

Долгосрочная перспектива:

- разработка основного технологического оборудования для угольных электростанций на ультрасверхкритические параметры пара (мягкие условия: 32 МПа, 650/670°С, жесткие условия: 35 МПа, 700/720°С) с КПД на уровне 50-53 %);
- разработка ПГУ с внутрицикловой газификацией угля с КПД до 51-54 %;
- разработка высокоэффективных технологий газификации угля.

В числе дополнительных технологий следует указать:

- совершенствование и распространение природоохранного оборудования для ТЭС, включая установки очистки дымовых газов от оксидов серы и азота, а также пыли;
- мембранные технологии разделения воздуха большой производительности для применения в составе газогенераторных установок.

Технологии выделения углекислого газа из дымовых газов электростанций, его транспортирования и захоронения (технологии CSS) могут стать актуальными в случае принятия

Россией международных обязательств по существенному сокращению выбросов парниковых газов.

3.6.3. Гидроэнергетика

В отличие от многих других видов генерации, прошедших за предыдущие десятилетия ряд революционных этапов развития и разработки принципиально новых технологий, развитие технологий гидрогенерации можно охарактеризовать скорее как эволюцию.

Основными решаемыми задачами технологического развития российской гидроэнергетики являются безопасность, надежность, эффективность, а также минимизация негативного воздействия на окружающую среду. С этой точки зрения к числу перспективных технологий и вспомогательного оборудования следует отнести:

- технологии, использующие гидроагрегаты с переменной скоростью вращения, обеспечивающие высокие технико-экономические показатели ГЭС;
- технологии, использующие обратимые гидроагрегаты ГАЭС с переменной скоростью вращения, позволяющие обеспечить высокую маневренность в генераторном и насосном режимах и тем самым повысить КПД и снизить удельную стоимость сооружения электростанций;
- асинхронизированные генераторы ГЭС/ГАЭС с переменной частотой вращения;
- автоматический вододействующий затвор;
- привод для систем и механизмов противоаварийной автоматики гидростанций на основе гидродвигателей и пневмоаккумуляторов.

Дополнительные возможности для совершенствования ГЭС сулит разработка новых материалов и покрытий, в том числе:

- наноструктурированные покрытия, повышающие стойкость к коррозии деталей гидротурбин, гидромеханического оборудования, металлоконструкций, железобетона, применяемых при гидростроительстве для увеличения их срока службы;
- микро- и наноструктурированные покрытия, повышающие задиростойчивость, антифрикционные качества тяжело нагруженных узлов трения гидротурбин;
- многокомпонентные высокопрочные бетоны нового поколения марок (по прочности М1500÷2000 (150÷200 МПа), морозостойкости F 1000, водонепроницаемости N 18÷20 и выше с использованием нанотехнологий); композиционные полимерэтиленовые бетоны с повышенной кавитационной стойкостью для применения при текущих ремонтах гидротехнических объектов.

Свою роль в технологическом развитии ГЭС могут сыграть дополнительные технологии:

- дистанционные методы контроля состояния гидротехнических сооружений (воздушно-лазерное сканирование, цифровая аэрофотосъемка, георадарное сканирование и др.);

– технологии и новые конструктивные решения по обеспечению экологической безопасности водных биологических ресурсов на ГЭС.

3.6.4. Атомная энергетика

Стратегическими целями развития в стране атомной энергетики является сбережение ресурсов невозобновляемых ископаемых топлив, повышение доли высокотехнологичных и наукоемких продуктов в экспорте, радикальное решение проблемы выбросов парниковых газов.

Эти цели будут достигаться путем научно-технологического развития атомного энергопромышленного комплекса, включающего АЭС, ядерный топливный цикл, машиностроительную и приборную базы, информационные технологии, инжиниринговые структуры, исследования, разработку и проектирование объектов атомной энергетики, строительный комплекс, обеспечивающих конкурентоспособность и безопасность атомных электростанций и атомной промышленности.

Научно-технологическое развитие атомной отрасли ведется широким фронтом и, в частности, включает:

- создание на базе АЭС-2006 усовершенствованного блока АЭС-ВВЭР-ТОИ (ТОИ – типовой оптимизированный информатизированный);
- разработку АЭС 4-го поколения на базе инновационных водо-водяных реакторов со сверхкритическим давлением пара и кардинально улучшенным использованием топлива (проект СУПЕР-ВВЭР);
- освоение блока БН-800 и дальнейшее развитие бридерных технологий;
- создание и освоение реакторов средней и малой мощности для регионального и автономного энергоснабжения, в том числе ВВЭР-300, КЛТ-40 для плавучих АЭС, на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем (БРЕСТ) и со свинцово-висмутовым теплоносителем (СВБЭР-100) и др.;
- завершение разработки и внедрение технологий замыкания ядерного топливного цикла для реакторов на быстрых и тепловых нейтронах.

Важным стратегическим направлением развития атомной энергетики остается создание технологии управляемого термоядерного синтеза. Целесообразным здесь является участие страны в международном проекте ИТЭР. Следует обратить внимание на возобновление в мире работ в области высокотемпературных ядерных реакторов, а также на широкий рынок мини- и микро-АЭС с прямым (безмашинным) преобразованием тепловой энергии в электрическую (с использованием термоэлектрических и термоэмиссионных преобразователей).

Детальную программу научно-технологического развития атомной отрасли страны формирует Госкорпорация «Росатом».

3.6.5. Распределенная генерация на основе органических топлив

К сфере распределенной генерации принято относить установки единичной мощностью до 25 МВт вне зависимости от того, какой вид топлива или источник энергии они используют.

Основной сферой применения технологий распределенной генерации на основе органических топлив *в кратко- и среднесрочной перспективе* является реконструкция систем централизованного теплоснабжения с оптимизацией (разукрупнением) теплоисточников и замещением их когенерационными установками (КГУ) на основе ГТУ и ГПУ, с соответствующей реконструкцией котельных и преобразованием их в мини-ТЭЦ. Реконструкция котельных позволяет создать в стране дополнительно около 40-50 ГВт электрической мощности с выработкой на тепловом потреблении, т.е. самым эффективным способом, около 160-180 млрд кВтч электроэнергии в год. Для реализации этого потенциала потребуется около 15-20 тыс. микротурбин мощностью 0,2-1 МВт, примерно 6 тыс. ГПУ мощностью 0,5-8 МВт и около 2 тыс. ГТУ мощностью 2-25 МВт. Производство больших объемов тепловой энергии низкого потенциала в котельных, в основном газовых, представляет одну из важнейших особенностей энергетики России, обусловленной ее суровым климатом. В связи с этим расширение выработки электроэнергии на тепловом потреблении путем развития когенерации на базе существующих газовых котельных представляет собой один из крупнейших источников экономии топлива в стране и является одним из важных направлений развития энергетики страны. Развитие когенерации уменьшит вводы новых генерирующих мощностей на крупных ТЭС, сократит объемы электросетевого строительства, снизит потери в электрических сетях. Когенерационные установки имеют преимущества в сроках сооружения и заблаговременности инвестиций по сравнению с крупными ТЭС. Массовое внедрение КГУ будет способствовать улучшению условий прохождения в электроэнергетической системе зимних максимумов электрической нагрузки.

Еще одной областью спроса служит замещение индивидуальных теплогенераторов у мелких потребителей (домашние хозяйства, мелкий бизнес и т.п.) на микро-КГУ на базе микротурбин, малых ГПУ и топливных элементов на природном газе.

Замена индивидуальных котлов на микро-КГУ в потенциале способна дополнительно обеспечить создание около 40-60 ГВт новых электрических мощностей и выработку 140-160 млрд кВтч электроэнергии. Для этого потребуются сотни тысяч микро-КГУ мощностью 2-5 кВт и порядка 50 тыс. КГУ на 20-50 кВт на базе топливных элементов, микротурбин и малых ГПУ. Большие масштабы производства таких установок позволяют существенно снизить их стоимость.

Для развития распределенной генерации на основе природного газа потребуется:

- создание всережимной когенерационной ПГУ мощностью примерно 20-30 МВт;
- разработка ГПУ мощностью 4-8 МВт и более и КГУ на их основе с электрическим КПД не ниже 45-48 % и «когенерационным» КПД (с учетом отпущенного тепла) на уровне 85-95 %;

- разработка ГТУ малой мощности (2, 4, 8 и 16 МВт), в том числе со сложными схемами, с КПД 35-40 % и более и рабочим ресурсом до 150-200 тыс. часов;
- создание высокоэффективных микротурбин мощностью 0,2, 0,5, и 1 МВт с КПД до 35-38 % и рабочим ресурсом до 100-150 тыс. часов;
- разработка КГУ на природном газе на основе топливных элементов микроуровня (2-5, 20-50 кВт) и среднего уровня (0,2, 0,5 и 1 МВт) с КПД до 55-60 %:
- создание гибридных установок, объединяющих высокотемпературные топливные элементы и микротурбины с суммарным КПД до 65-68 %.

3.6.6. Распределенная генерация и автономная энергетика на основе ВИЭ

Россия в обозримой перспективе не будет испытывать недостатка в традиционных энергоресурсах, причем относительно недорогих. Поэтому имеется большая вероятность того, что возобновляемая энергетика в стране еще долго будет «на подхвате» у большой энергетике и являться «нишевым продуктом», то есть найдет применение в сфере автономного энергообеспечения. Тем не менее вряд ли Россия останется в стороне от мировой тенденции развития автономной энергетике, и если российское энергомашиностроение не будет к этому готово, то рыночный сегмент ВИЭ в стране окажется полностью занят иностранными производителями, работающими по своим стандартам. Не исключено также, что определенное развитие возобновляемая энергетика может получить и в «сетевом» варианте, особенно в районах с хорошим потенциалом ВИЭ и при наличии внерыночной поддержки. Темпы развития ВИЭ в стране прогнозируются высокие, но это пока что следствие «низкой базы».

Соответствующие компетенции могут потребоваться в случае вынужденного ускоренного развития ВИЭ под воздействием глобальной климатической политики и взятых Россией в ее рамках обязательств. Кроме того, разработка передовых технологий ВИЭ и организация производства в стране соответствующего оборудования, конкурентоспособного на мировом рынке, поможет расширить номенклатуру и увеличить объемы высокотехнологичного экспорта. Емкость мирового рынка для такой продукции большая, хотя и конкуренция на нем высокая.

Принципиально важно также принимать во внимание очень высокие темпы технического совершенствования энергоустановок на базе ВИЭ и постоянного снижения их стоимости.

Это означает, что научно-технологическое развитие в данной области должно осуществляться по широкому числу направлений, преимущественно на переднем крае исследований и разработок. К ним относятся разработки в области солнечной, ветровой и водородной энергетике, а также накопителей электроэнергии.

Накопители электроэнергии являются критически важной технологией для развития автономного обеспечения и распределенной генерации на базе ВИЭ. С увеличением КПД и срока

их службы, сокращением удельных капитальных и эксплуатационных затрат они смогут значительно увеличить эффективность применения ВИЭ, прежде всего со стохастической энергоотдачей (солнечной и ветряной энергии).

Солнечная энергетика. В России имеются возможности для максимальной (до 90 %) локализация производства компонентов солнечных электростанций (СЭС), включая производство стекла и полимеров нужного качества, газов высокой чистоты, инверторов, контроллеров и компонентов систем управления. Для развития собственных технологий и производства *в среднесрочной перспективе* перспективными представляются разработка:

- каскадных фотопреобразователей с использованием полного спектра солнечного излучения, высоким КПД и длительным ресурсом работы;
- некремниевых фотопреобразователей различного типа;
- сопутствующего силового электронного оборудования с целью создания конкурентоспособных солнечных электростанций нового поколения, в том числе сетевых инверторов большой мощности с выходным напряжением 6-10 кВ с улучшенными эксплуатационными параметрами.

В стране разрабатываются технологии формирования активных слоев некремниевых фотоэлектрических модулей с применением физических или химических методов нанесения композиций типа CuInGaSe , производства высокоэффективных концентраторных фотоэнергоустановок с каскадными гетероструктурными солнечными элементами с КПД около 40 процентов. Они могут стать основой для отечественного производства тонкопленочных ФЭП по технологии CIGS до 600 МВт/год и концентраторных фотоэнергоустановок с каскадными гетероструктурами до 150 МВт/год, что позволит удовлетворить предполагаемый внутренний спрос на солнечные модули, в том числе крышной и фасадной установки.

Ветроэнергетика. В России имеются огромные ресурсы энергии ветра, особенно в прибрежной зоне омывающих морей. Использование этих ресурсов на побережье северных морей осложняют суровые климатические условия, масштабы применения лимитированы небольшими объемами электропотребления. *В кратко- и среднесрочной перспективе* рациональным направлением технологического развития отечественной ветроэнергетики представляется лицензионное освоение с достижением полной локализации:

- производства ветрогенераторов с горизонтальной осью мощностью 1-3 МВт и более;
- технологии создания и эксплуатации крупных сетевых ВЭС на суше и в море.

В долгосрочной перспективе это даст возможность создания отечественных ветрогенераторов единичной мощностью до 10 МВт для береговых и морских ВЭС, в том числе в арктическом исполнении, способных длительно и надежно работать в условиях Арктики.

Среди дополнительных технологий важная роль принадлежит системам оптимального автоматического управления режимами работы ВЭС и прогнозирования ветропотенциала.

Малая гидроэнергетика, использование приливов и волн. Экономически привлекательных ресурсов в данном сегменте ВИЭ относительно немного. Для их использования разрабатываются:

- безнапорные свободнопоточные микроГЭС, низконапорные малые ГЭС, в том числе понтонные с электронной системой регулирования частоты вращения;
- поплавковые волновые электростанции разных модификаций;
- приливные электростанции различных конструкций.

Требуется разработка методов и материалов, обеспечивающих повышение надежности и долговечности элементов проточных частей турбин малых ГЭС в условиях абразивного износа при эксплуатации в горной местности.

Геотермальная энергетика. Экономически конкурентоспособных ресурсов традиционных видов геотермальной энергии в стране немного, и сосредоточены они в районах с небольшим электропотреблением. В *кратко- и среднесрочной перспективе* разработки направлены на повышение эффективности работы геотермальных электростанций, реализацию бинарного цикла, защиты оборудования от коррозии и эрозии, а также на решение природоохранных проблем.

В *долгосрочной перспективе* рассматриваются возможности использования повсеместно распространенного глубинного тепла земных недр (с глубины 5-10 км и более) и создания необходимых технологий: дешевого бурения кристаллических пород, повышения их пористости, циркуляции теплоносителя и т.д.

Водородная энергетика. Длительное время в ряде стран мира, и в России в частности, ведутся разработки большого числа технологий производства, хранения и использования водорода. Предполагается, что их успешное завершение позволит создать технологическую основу для возможного перехода в будущем к водородной энергетике. По современным представлениям, она будет базироваться на ВИЭ, в отличие от ранних концепций, основанных на ядерной энергии.

Топливные элементы. Топливные элементы, обеспечивающие прямое преобразование химической энергии топлива в электрическую, уже несколько десятилетий претендуют на роль прорывной технологии, способной совершить революцию в энергетике. Важнейшими достоинствами топливных элементов считаются высокий КПД (55-60 %) при малой мощности установки и экологическая чистота. Однако на пути их широкомасштабного внедрения в энергетику еще стоит много технических проблем, препятствующих достижению топливными элементами конкурентоспособности с другими видами энергоустановок. Надежды на их успешное преодоление связаны с широким спектром применения топливных элементов: 1) стационарная энергетика (производство электроэнергии, когенерация, источники бесперебойного и резервного

питания), 2) транспортная энергетика (источники тока в электромобилях, грузовиках, военной технике, космических аппаратах и др.) и 3) портативная энергетика (источники тока в мобильных устройствах, зарядные устройства и т.п.).

Для энергетики целесообразным следует признать создание:

- высокотемпературных топливных элементов на природном газе (биогазе) с предельной эффективностью широкого диапазона мощностей (от 2-5 кВт до 1 МВт);
- низкотемпературных топливных элементов высокой эффективности на водороде для использования в составе «водородного цикла» аккумулирования электроэнергии;
- топливных элементов среднего температурного диапазона с расплавленным карбонатным электролитом большой мощности на различных видах топлива;
- топливных элементов с прямым окислением угля.

Термоэлектрики. В мире уже много лет ведутся исследования по созданию технологий прямого преобразования тепловой энергии в электрическую. Успехи в разработке новых материалов вновь резко повысили интерес к разработке термоэлектрических генераторов нового поколения, которые, как предполагается, могут стать конкурентоспособными в нише электрогенерирующих установок малых мощностей. Однако они могли бы найти широкое применение и в «большой энергетике».

Пока более эффективными являются высокотемпературные термоэлектрики (температура среды 300°C и выше). Широкие области применения таких устройств имеются в промышленности и высокотемпературной теплоэнергетике. Для решения задач энергосбережения чрезвычайно востребованными могли бы оказаться низкотемпературные термоэлектрики (температура среды ниже 150°C), на разработке которых следует сконцентрировать особое внимание.

Накопители энергии. Разработки ведутся в направлении создания эффективных систем накопления электрической и тепловой энергии большой мощности и емкости, включая суточные и сезонные накопители.

Особенно актуальным является разработка аккумуляторов энергии для применения в электроэнергетических системах с большой долей ВИЭ. В них аккумуляторы позволяют одновременно решить две сложных задачи:

- 1) освободить базовую зону графика электрических нагрузок от влияния ВИЭ и таким образом повысить эффективность работы традиционных энергоустановок, ее покрывающих;
- 2) использовать электроэнергию от ВИЭ для покрытия пиковой зоны графика электрических нагрузок и таким образом повысить ценность ВИЭ.

Наиболее интенсивно развиваются электрохимические технологии аккумулирования электроэнергии. Электрохимические аккумуляторы уже получили широкое распространение во

многих областях, прежде всего для питания мобильных устройств и на транспорте, а в качестве стационарных установок – для обеспечения резервирования энергообеспечения.

Электрохимические аккумуляторы большой емкости и мощности могут сыграть важную роль в формировании систем распределенной генерации:

- обеспечить оперативный резерв мощности, стабилизацию электрофизических параметров локальной электроэнергетической системы, в том числе регулирование частоты и напряжения;
- обеспечить вовлечение в электробаланс ВИЭ со стохастической энергоотдачей;
- увеличить загрузку и эффективность работы традиционных электрогенерирующих установок, повысить качество электроснабжения конечных потребителей, сократить потери электроэнергии в электрических сетях и т.д.;

Целесообразно интенсифицировать разработки *суперконденсаторов*, обладающих ценными динамическими качествами. При относительно малой емкости они позволяют быстро выдавать большую мощность. Суперконденсаторы эффективно дополняют электрохимические аккумуляторы, покрывая быстропеременные нагрузки, что чрезвычайно важно в системах с большой долей ВИЭ.

Перспективными следует признать разработки технологий аккумулирования электроэнергии в *водородном цикле*, включая электролизеры высокого давления, системы длительного хранения больших объемов водорода (возможно и кислорода) и низкотемпературные топливные элементы на водороде, обеспечивающие повышение эффективности использования ВИЭ с неравномерной и труднопредсказуемой энергоотдачей (солнечная и ветровая энергия).

Целесообразно продолжать НИОКР по созданию прочих типов «сетевых» технологий хранения энергии, включая супермаховики, воздухоаккумулирующие установки, сверхпроводящие индуктивные накопители электрической энергии и др., призванные обеспечить сглаживание пиковых нагрузок, выравнивание напряжения и силы тока, компенсирующие поставки электричества в условиях аварий в сетях. Эти разработки в стране находятся на разных стадиях – от фундаментальных исследований до опытно-промышленных испытаний прототипов отдельных видов оборудования.

Гибридные установки. Другим способом вовлечение в электробаланс энергоустановок на базе ВИЭ со стохастической энергоотдачей является *дублирование* их мощностей высокоманевренными установками с гарантированной генерацией, например, ДЭС. Это служит основой для разработки различных гибридных установок, комбинирующих ВИЭ с традиционными электрогенераторами, например, ветро-дизельные и солнечно-дизельные установки. По сути, в таких установках происходит вытеснение органического топлива возобновляемой энергией.

Биоэнергетика. Развитие в стране биоэнергетики потребует разработки соответствующих отечественных технологий. Среди них следует отметить:

- технологии производства биогаза и высококачественных удобрений из сельскохозяйственных отходов;
- технологии газификации местных твердых топлив (древесной биомассы, низкокачественных углей и др.) и интеграции их с энергоустановками;
- биотехнологические комплексы на основе аквакультур для производства биопродукции с высокой добавленной стоимостью (в том числе моторных топлив, биопластиков и др.) на базе сбросного тепла АЭС и ТЭС (концепция «зеленая» АЭС с отрицательным углеродным фактором, «зеленая» ТЭС).

Использование низкопотенциального тепла. В мире ширится использование низкопотенциального тепла природного (грунта и атмосферного воздуха) и антропогенного (производственных процессов и сточных вод) происхождения для целей отопления зданий и горячего водоснабжения потребителей, обычно небольших. Технологически это реализуются с помощью *тепловых насосов*. Их применение обычно стимулируется разнообразными льготами. В странах с мягким климатом широкое распространение в домохозяйствах получили грунтовые и воздушные тепловые насосы.

Климатические условия России ухудшают конкурентоспособность тепловых насосов, что, в совокупности с отсутствием льгот, объясняет их ограниченное использование в стране. Тем не менее применение их для утилизации сбросного тепла производственных процессов и бытовых сточных вод во многих случаях оказывается экономически оправданным. Это служит обоснованием продолжения ведущихся в стране разработок тепловых насосов.

3.6.7. Электрические и тепловые сети

Электросетевой комплекс. Основой задачей технологического развития электросетевого комплекса является обеспечение надежного электроснабжения потребителей.

Для решения указанной задачи в *кратко- и среднесрочной перспективе* разрабатываются:

- новые материалы и технологии для проводов (проводниковые материалы нового поколения с улучшенными по сравнению со сталеалюминиевыми (АС) проводами электрическими и механическими характеристиками);
- новое электротехническое, электромеханическое и электронное оборудование (полупроводниковые компенсаторы реактивной мощности, устройства ограничения токов короткого замыкания напряжением 35-500 кВ на основе полупроводниковых приборов, КРУЭ 110-220 кВ наружной установки с вакуумными выключателями, фильтрокомпенсирующих и т.д.);
- элементы цифровой подстанции разных уровней автоматизации (цифровые устройства релейной защиты и автоматики, приборы учета, поддерживающие цифровой обмен данными);

- новые средства и методы оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления крупными электроэнергетическими системами, включая нелинейные модели высокой и сверхвысокой размерности со сложными рыночно-технологическими целевыми функциями;
- цифровые системы мониторинга и диагностики, позволяющие осуществить переход на ремонт электротехнического оборудования с планово-предупредительного на ремонт по состоянию;
- применение оборудования с функциями управления с учетом обеспечения кибербезопасности.

Необходимо продолжить работы по оптимизации структуры электрических сетей, прежде всего сократить использование протяженных сетей низких классов напряжения, что позволит сократить потери электроэнергии при передаче.

Немаловажную роль сыграют методы и технические средства мониторинга и диагностики состояния энергетического и электротехнического оборудования, обеспечивающие выявление дефектов на начальной стадии развития и позволяющие осуществлять организацию ремонта по техническому состоянию.

В долгосрочной перспективе предусматривается переход:

- к цифровым подстанциям класса напряжения 35-110 (220) кВ;
- к цифровым активно-адаптивным сетям с интеллектуальной системой управления, включая системы автоматического управления, позволяющие регулировать напряжение по нескольким критериям качества электрической энергии, интеграцию в электрические сети всех видов НВИЭ и накопителей электрической энергии, зарядную инфраструктуру для электротранспорта, предоставление услуг сети «по резервированию»;
- к комплексной эффективности бизнес-процессов и автоматизации систем управления;
- к применению новых материалов в электроэнергетике.

Ожидается появление электросетевого оборудования на базе недорогих высокотемпературных сверхпроводниковых материалов («комнатной температуры»): токоограничители, силовые трансформаторы, кабельные линии переменного тока и постоянного тока, преобразователи. Технологический прорыв в силовой полупроводниковой электронике позволит перейти на новые коммутационные аппараты (полупроводниковые выключатели) на все классы напряжения до 1150 кВ.

Также ожидается повышение доли композитных материалов в составе оборудования и строительных конструкций (опор высоковольтных линий).

Применение постоянного тока при передаче электрической энергии на классах напряжения СН и НН в перспективе позволит существенно снизить уровень потерь.

Теплосетевой комплекс. Технологическое совершенствование систем теплоснабжения должно осуществляться на основе применения теплопроводов высокой заводской готовности (включая нанесение тепло- и гидроизоляции с использованием новых изоляционных материалов), эффективных способов их прокладки, современных запорно-регулирующих устройств, а также интеллектуальных систем управления режимами функционирования тепловых сетей.

В кратко- и среднесрочной перспективе наибольший эффект могут дать современные (количественные) методы регулирования отпуска тепла, независимые закрытые схемы подключения домов с установкой ИТП, новые конструкционные (в т. ч. композиционные) и теплоизоляционные материалы и функциональные покрытия для теплопроводов.

Для этого необходима, в частности, разработка новых функциональных покрытий с низкой адгезией к солям жесткости, малой шероховатостью и высокими антикоррозионными свойствами для увеличения срока службы тепловых сетей и снижения их гидравлического сопротивления.

Применение передовых технических решений позволит увеличить срок службы теплотрасс до 30-40 лет и более, снизить тепловые потери при транспортировке до 2-5 %, снизить капитальные затраты на 15-20 %, эксплуатационные – в 5-9 раз, ремонтные – в 3 раза, уменьшить время прокладки теплотрассы в 3-4 раза. Благодаря обязательной установке системы оперативного дистанционного контроля за уровнем влажности тепловой изоляции возможно кардинально уменьшить аварийность теплотрасс.

3.6.8. Интеллектуальные системы

Достижения в развитии новых информационно-коммуникационных и сетевых технологий, сенсоров, силового электронного и другого электротехнического оборудования, систем автоматизированного и дистанционного управления технологическим оборудованием и потоками энергии, методов прогнозирования спроса и предложения ТЭР и их ценовых атрибутов в реальном времени, программных средств обеспечения кибербезопасности (защита от вирусов и внешних воздействий) делают реальным создание интеллектуальных энергетических систем различного масштаба.

Это позволит добиться повышения надежности функционирования национальных энергетических систем (электроэнергетической системы, систем теплоснабжения, газотранспортной системы), сокращение потерь энергии в системах, снижение стоимости системных услуг по передаче, распределению и хранению энергии, диспетчеризации, сбыту и т.д.

Перспективным представляется развитие широкого спектра технологий: активно-адаптивных электрических сетей – для магистрального комплекса, технологических концепций Smart Grid и Energy Net – для распределительного комплекса, включая:

– интеллектуальные технологии и программно-технические средства автоматизированного мониторинга и диагностики состояния оборудования в энергетических системах, включая высокочувствительные сенсоры, экспертные диагностические самообучаемые системы, «цифровую подстанцию» (первичное и вторичное оборудование, устройств сопряжения, программного обеспечения) и др.;

– методы и технологии распределенного оптимального управления оборудованием и режимами работы сложных энергетических систем (в т.ч. имеющих объекты электрогенерации со стохастической энергоотдачей), с реализацией функций самонастройки, самоорганизации и самовосстановления оборудования и системы в целом, включая силовую электронику, устройства релейной защиты и автоматики, средства быстрой коммутации при двустороннем энергообмене и др. (*«адаптивная микросеть с активными потребителями», «микрогрид»*);

– методы и технические средства интеллектуального управления конечным электропотреблением по экономическому критерию в режиме реального времени на основе интеграции электрических и информационных сетей (*«энергетический Интернет»*), включая «интеллектуальные счетчики» и т.д.;

– программные средства и нормативно-правовую базу для интеграции объектов распределенной генерации в торговой системе рынка электроэнергии, оказания системных услуг и взаимного резервирования (*«виртуальная электростанция»*).

3.7. Критические отраслевые технологии

Под критическими технологиями принято понимать технологии, внедрение и распространение которых а) способно обеспечить крупномасштабный экономический эффект на уровне отраслей ТЭК и б) необходимо для предотвращения угроз энергетической безопасности и обеспечения технологической независимости страны.

В результате работы ряда экспертных панелей, организованной НИУ ВШЭ по заказу Минэнерго России в 2014 г., был составлен перечень из 24 отраслевых критических технологий. В этом перечне 11 технологий относятся к нефтегазовому сектору (в том числе 3 относятся к области нефтепереработки и нефтегазохимии), 10 – к электроэнергетике (в том числе 3 относятся к атомной энергетике) и 3 технологии представляют угольную промышленность.

К нефтегазовому сектору относятся технологии:

1) добычи трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородов, в том числе на шельфе арктических и дальневосточных морей;

2) гидроразрыва пласта (ГРП), производства специализированного оборудования и материалов для ГРП;

3) бурения и строительства скважин сложного профиля, информационные технологии управления бурением;

4) производства гибких насосно-компрессорных труб для внутрискважинных работ;

5) увеличения нефтеотдачи пластов;

6) комплексной разведки месторождений углеводородов, информационные технологии разведки;

7) получения катализаторов для нефтеперерабатывающих производств и нефтегазохимии;

8) переработки тяжелого нефтяного сырья и гудронов с производством моторных топлив и других продуктов;

9) переработки природного и попутного газа в олефины, а также выделения гелия и жирных газов;

10) морской и наземной транспортировки СПГ;

11) мониторинга и диагностики трубопроводов высокого давления в системах транспорта нефти и газа.

К электроэнергетике (за исключением атомной энергетики) относятся технологии:

1) производства газотурбинных установок большой мощности с высоким КПД, насосного и компрессорного оборудования;

2) электрохимические, включая топливные элементы и аккумуляторы большой емкости и мощности;

3) экологически чистого использования твердого топлива в энергетике (включают в себя энергоблоки на суперсверхкритические параметры пара, энергоблоки со сжиганием угля в циркулирующем кипящем слое; технологии газификации углей с последующим использованием синтез-газа в парогазовом цикле и др.);

4) когенерации для распределенной энергетики;

5) интеллектуальных систем автоматического управления электрической сетью с возможностью прогнозирования наиболее вероятного развития ситуации;

6) производства взрывозащищенных электродвигателей высокого напряжения;

7) производства высоковольтных коммутационных аппаратов на новых физических принципах, электротехнического оборудования на базе ВТСП-технологии;

8) элементов цифровой подстанции.

Критические технологии для угольной отрасли:

1) роботизированные технологии добычи угля без постоянного присутствия людей в рабочем пространстве;

2) технологии дегазации угольных пластов и утилизации шахтного метана;

3) обогащения и глубокой переработки углей и других твердых топлив в продукты топливного и нетопливного назначения с высокой добавленной стоимостью.

Из двух критериев, используемых при выборе критических технологий, критерий энергетической безопасности и технологической независимости оказывается более устойчивым относительно разных возможных сценариев будущего. По сути, он требует обеспечения гарантированного удовлетворения внутреннего спроса на ТЭР и выполнения экспортных поставок при любом развитии внешних условий.

Экономический критерий требует от критических технологий повышения эффективности функционирования и развития отраслей ТЭК при их массовом внедрении (сокращения соответствующих удельных затрат и повышения производительности труда). Это означает, что критические технологии должны конкурентоспособными с альтернативными техническими решениями и, следовательно, быть востребованы энергетикой страны. Кроме того, емкость внутреннего рынка для них и экспортный потенциал должны быть достаточны для возврата средств, затраченных на их разработку и организацию производства в стране.

Очевидно, что состав технологий, определяемый по экономическому критерию, может оказаться различным в зависимости от того или иного сценария. Так, в сценарии длительных низких цен на энергоресурсы технологии, связанные с добычей на шельфе арктических и дальневосточных морей, роботизированной добычей угля и его глубокой переработкой, и некоторые другие становятся просто неактуальными.

3.8. Выводы

Анализ состояния и перспектив технологического развития российского ТЭК показывает, что в *кратко- и среднесрочной перспективе* основными драйверами для него будут:

- необходимость продолжения модернизации устаревшей и неэффективной производственной базы отраслей ТЭК страны;
- необходимость замещения внешних источников технологий, оборудования, материалов и услуг в критически важных для функционирования энергетики страны видах деятельности на отечественные либо лицензионные с полной локализацией производства критических элементов на территории страны.

В *долгосрочной перспективе* стоит задача обеспечения устойчивого развития энергетики страны на основе новых отечественных технологий, конкурентоспособных как на внутреннем, так и внешних рынках, обладающих высоким экспортным потенциалом. Последнее является неременным условием для гарантирования возврата немалых средств, требуемых для разработки новых технологий и должно учитываться при принятии решений по НИОКР.

Решать данные задачи отечественная энергетика пока может преимущественно в рамках традиционной модели развития отраслей ТЭК, которая достаточно хорошо соответствует сценарию развития мировой энергетики с высокими ценами на энергоресурсы и высоким спросом на российские ТЭР («Новая эпоха углеводородов»). Данная модель развития опирается на капиталоемкие масштабные проекты, прежде всего связанные с расширением добычи ТЭР для покрытия новых экспортных поставок и растущего высокими темпами внутреннего спроса на ТЭР. Однако сегодня становится очевидно, что ситуация на внешних и внутренних энергетических рынках кардинально меняется. Поэтому экстенсивный механизм развития отраслей ТЭК изживает себя.

В гораздо меньшей степени российский ТЭК готов к *сценарию долговременных низких цен* на углеводороды (в первую очередь, на нефть). Этот вариант развития требует существенного снижения издержек в производстве экспортной продукции, перехода на принципы «бережливого производства», технологического и организационного повышения эффективности. В нефтегазовом секторе ставку придется делать на технологии экономически эффективной разработки наиболее привлекательных запасов углеводородов, развитии нефте- и газохимии, формировании рынка газомоторного топлива. В электроэнергетике газовая генерация практически не оставит шансов углю. Ограниченность внешнего спроса поставит отечественную угольную промышленность в сложную ситуацию. Традиционная попытка российских компаний компенсировать экспортные потери ростом цен на внутреннем рынке приведет к уходу потребителей в собственную генерацию, в том числе на базе ВИЭ.

Еще меньше готовность ТЭК страны к *сценарию энергетической революции*, в котором возможно падение не только цен на ТЭР, но и мирового спроса на российские энергоресурсы. Развернуть экспортные потоки на отечественный рынок невозможно из-за его ограниченности и насыщенности. Более того, существует угроза сокращения емкости внутреннего рынка для отечественных топлив вследствие вытеснения их дешевой энергией, генерируемой перспективными энергоустановками (импортными или отечественными) на базе ВИЭ. Отечественным нефтегазовым и угольным компаниям нужно учитывать вероятность реализации такого сценария и заблаговременно к нему готовиться, например, путем развития нефте- и газохимии, глубокой переработки угля (углехимии) с производством продуктов с высокой добавленной стоимостью и ориентацией ее на экспорт. При этом на рынках этих продуктов следует ожидать жесткую конкуренцию со стороны зарубежных нефтегазовых и угольных компаний, которые окажутся в аналогичной ситуации.

Состав приоритетных технологий для рассмотренных сценарных условий представлен в Приложении 1.

4. Научно-технологический потенциал ТЭК и направления его развития

Научно-технологический потенциал – это комплексная характеристика уровня развития науки и технологий, рассматриваемых в качестве ресурсов, которыми располагает общество (государство) для решения научно-технических и социально-экономических проблем.

Данная характеристика имеет, как минимум, четыре составляющие: организационно-управленческую (виды и типы научных и проектных организаций, их количество и способы кооперации между ними), кадровую, материально-техническую (оснащенность приборами и оборудованием) и информационно-знаниевую (открытия, изобретения, зафиксированные в патентах и научные публикации).

4.1. Общая характеристика научно-технологического потенциала России

4.1.1. Типы, формы собственности и инновационная активность организаций

В 2014 г. удельный вес организаций, осуществлявших технологические инновации, составлял 9,7 %, а среди малых предприятий – 4,8 %. При этом почти три четверти организаций, выполняющих исследования и разработки, находятся в государственной собственности.

Уровень инновационного развития каждой отрасли, а также страны в целом определяется долей *стратегических новаторов*, устанавливающих долгосрочные тенденции технологического развития, определяющих конкурентоспособность на национальных и мировых рынках.

Как правило, стратегическими новаторами являются крупные корпорации, финансовые возможности которых позволяют осуществлять масштабные научные и инновационные проекты. В последнее время в России возлагаются большие надежды на малый инновационный бизнес. Он действительно эффективен при решении локальных задач, если для него созданы государством благоприятные условия. Но продукты на глобальные рынки выводят крупные корпорации, которые выступают системными интеграторами, контролируемыми сбытовые каналы и, что очень важно, технологические стандарты. В связи с этим в рамках научной и инновационной политики следует развивать не только разнообразные формы поддержки малых и средних инновационных предприятий, но создавать условия для взаимодействия малого и крупного бизнеса.

Уровень инновационной активности предприятий промышленного производства и сферы услуг (удельный вес предприятий, осуществляющих технологические инновации) в экономике в целом в последние годы не доходил до 10 %. Причем в секторе добычи топливно-энергетических ресурсов – 6 %, а в распределении электроэнергии, газа и воды – 4,5 %. В 2014 году среди предприятий промышленного производства и сферы услуг он составлял 9,7 %.

Таким образом, Россия значительно отстает и по уровню инновационной активности: если удельный вес предприятий, осуществляющих технологические инновации, составляет в России в среднем 8-10 %, то в Германии – более 65 %, в Швеции – 50 %, в Великобритании и Португалии – более 40 %.

Удельный вес инновационных товаров в продукции отечественной промышленности вырос с 5 % в 2008 г. до максимума в 9,2 % в 2013 г., после чего в 2014 г. снизился до 8,7 %. Такой уровень этого показателя недопустимо мал для экономики, претендующей на мировую конкурентоспособность.

В течение многих лет предприятия промышленности предпочитают импортировать новые технологии «под ключ», а не заказывать НИОКР у отечественных разработчиков. Так, доля импорта машин, оборудования и транспортных средств и последние годы имеет возрастающую тенденцию: 2004 г. – 35 %, 2005 г. – 39 %, 2006 г. – 51 %, 2007 г. – 54 %. В последние годы тенденция изменилась, но незначительно: в январе 2014 – 49,6 %, в январе 2015 - 45,9 % .

Одной из главных причин указанного положения дел является общая низкая конкурентоспособность отечественной инновационной сферы. Согласно проводимым экспертным опросам, этот факт обусловлен высокой стоимостью отечественных НИОКР, значительной длительностью и рисками отечественных разработок, невысоким качеством и неконкурентоспособностью предлагаемых инновационных решений и т.д.

В изменившейся ситуации, когда появился спрос на отечественные инновации, низкая конкурентоспособность отечественного инновационного сектора обусловлена медленным восстановлением его потенциала, частично утраченным в период реформирования, неэффективным управлением инновационным циклом и несоответствием институциональной инфраструктуры потребностям рыночной экономики.

4.1.2. Количество организаций, численность и возрастная структура персонала

Анализ статистических данных, проведенный ИПРАН, показывает, что общее количество организаций, выполняющих исследования и разработки, в 2014 г. не достигало даже уровня 1995 г. (3604 против 4059), когда спад научно-исследовательской деятельности уже был очевиден, и значительно отстает от соответствующих показателей советского времени.

Особенно негативным фактом следует считать резкое, более чем в 6 раз, снижение числа проектных и проектно-изыскательских организаций (32 против 207), что свидетельствует о низкой внедряемости получаемых в результате научных исследований достижений, и в свою очередь обуславливает ее.

В 90-е годы, в период радикальных социально-экономических преобразований, фундаментальная наука была подвержена разрушительным тенденциям, однако в целом выстояла,

и сегодня в государственных академиях наук имеется все еще достаточно мощный, хотя изрядно постаревший и ослабленный кадровый потенциал науки. Иное положение сложилось в прикладной науке, которая в последние два десятилетия была фактически лишена финансирования и подверглась ряду неадекватных преобразований. В результате целые ее сегменты, в том числе и энергетической направленности, оказались разрушенными.

В настоящее время государство пытается выправить данный дисбаланс: бюджетное финансирование прикладных исследований в 1,2 раза превосходит финансирование фундаментальных, а финансирование разработок – почти в 4 раза (по данным на 2014 год).

В качестве одного из результатов этой политики можно констатировать, что снижение количества организаций и численности персонала, выполняющих исследования и разработки, приостановлено. Так, численность персонала с 2000 по 2010 г. уменьшилась на 20 % и составила 736 000 тысяч человек, оставаясь на этом уровне до 2014 года. Однако показатели численности ученых и инженеров сейчас не достигают и половины соответствующих значений 1991 года.

В абсолютном выражении количество исследователей в России (373 тыс. чел. в эквиваленте полной занятости) почти в 4 раза меньше, чем в США (1426 тыс чел.) и Китае (1423 тыс чел.), и в 2 раза меньше, чем в Японии (710 тыс чел.). А в расчете на 10 000 занятых в экономике количество исследователей в России (66 чел.) почти в 2,5 раза меньше, чем в Финляндии (156 чел.), более чем в 1,5 раза меньше по сравнению с Японией (110 чел.), почти в 1,5 раза меньше, чем в США (97 чел.). Кроме того, в США, например, в отличие от России наибольшую долю среди исследователей составляют лица наиболее активной возрастной группы (30–50 лет).

В российскую сферу исследований и разработок до последнего времени практически не поступала молодежь, которая могла бы обеспечить преемственность в развитии научных школ и сохранение научной среды организаций. Наблюдается «вымывание» наиболее активных слоев работников в возрасте от 40 до 50 лет – их доля в 2014 году по сравнению с 2008 годом сократилась по разным оценкам на 22-27 %. Это уже сложившиеся специалисты, которые имеют более высокий потенциал продуктивной деятельности, чем исследователи старших или младших возрастных групп.

Слабый приток молодежи (14 % за тот же период) – во многом не только российская проблема, но и мировая. Во всем мире падает популярность инженерных и научных специальностей среди молодежи, доля студентов технических университетов снижается. Падение популярности инженерного и научного образования объясняют тем, что инженерная деятельность ассоциируется с тяжелой и скучной работой, которая плохо оплачивается. В результате падает и качество подготовки инженеров. Однако есть и позитивные тенденции – доля исследователей в возрасте от 30 до 40 лет за тот же период увеличилась почти на 48 %.

Все еще высоким остается уровень подготовки отечественных исследователей, что подтверждается их востребованностью за рубежом. Российские исследователи занимают одно из первых мест по численности среди приглашенных иностранных специалистов в США, Германии и других странах Европы.

В качестве характеристики результативности российского научного потенциала можно привести показатели цитируемости и патентной деятельности.

Цитируемость научных публикаций. Для российских ученых она существенно меньше, чем для ученых стран «Большой семерки», а в последнее десятилетие даже меньше Китая. Доля России в публикациях довольно низка – от почти 7,5 % (физика) до менее чем 3 % (материаловедение). И если по количеству статей организации Российской академии наук (РАН) не уступают ведущим западноевропейским центрам, то уровень цитируемости, как в абсолютном значении, так и в расчете на одну статью, в организациях РАН существенно отстает.

Патентная деятельность. В последние годы в России растет число как поданных патентных заявок, так и выданных, а также действующих патентов, что свидетельствует об оживлении патентной деятельности. Однако темпы роста количества патентных заявок происходят преимущественно за счет иностранных заявителей, что нельзя признать позитивным фактом. Более трети патентных заявок в России – иностранные, и их доля растет, в результате чего коэффициент зависимости к 2008 г. достиг 51 %.

Данные эти еще раз свидетельствуют о том, что многие из внедряемых передовых технологий в России – импортируемые. Это нельзя признать положительным фактом, так как он может означать, что внедряемые передовые технологии являются таковыми только для России, для экспортирующих их стран они могут оказаться далеко не самыми современными.

4.1.3. Структура финансирования НИОКР, фондовооруженность и результативность

В структуре затрат на НИОКР по источникам финансирования в России преобладают средства государственного сектора. Доля расходов федерального бюджета во внутренних затратах на исследования и разработки составила 80 % в 2010–2012 гг. и 88 % в 2013 г. в отличие, например, от США, где основные затраты несет предпринимательский сектор (66,4 %), а доля государства составляет менее 30 % расходов.

За рубежом сложилась практика поддержки отраслевыми министерствами разработки технологий на ранних стадиях, когда они еще не представляют интереса для бизнеса, в том числе по причине неприемлемо высоких рисков. В России же часто поддержку получают (в результате лоббирования или низкокачественной экспертизы) уже достаточно продвинутые разработки, но по тем или иным причинам отвергнутые бизнесом и потому заведомо обреченные на неудачу (как не имеющие никаких шансов на внедрение).

Финансирование НИР из госбюджета росло все «нулевые» годы, однако структура расходов была при этом далека от оптимальной. Большая часть выделенных из госбюджета ресурсов направлялась на оплату труда (которая при этом все равно остается неадекватно низкой). Затраты на оборудование в 2007 г. составили всего 4,9 % внутренних затрат на исследования и разработки, в 2008 г. они уменьшилось до 4,7 %. К 2014 году этот показатель увеличился и составил 6,9 %.

Столь низкая доля капитальных затрат в общих внутренних затратах на исследования и разработки означает, что оснащение научного труда в стране все больше отстает от зарубежного уровня. Остается сильно неравномерным распределение информационной и коммуникационной обеспеченности по секторам экономики: в энергетическом секторе она 2,7 раза ниже, чем в финансовой сфере.

Доля затрат на НИОКР в ВВП России (1,19 %) в три раза меньше, чем в Швеции (3,6 %), Финляндии (3,48 %), Кореи (3,37 %) и Японии (3,44 %), в два раза меньше чем в США (2,68 %), Австрии (2,56 %), Дании (2,55 %) и Германии (2,54 %). Следует отметить, что этот показатель существенно зависит от уровня развития и доли в ВВП отраслей, традиционно инвестирующих значительные средства в НИОКР (фармацевтика, автомобилестроение, электроника, информационно-коммуникационные технологии). В России приоритетом должно стать повышение эффективности финансирования НИОКР, а не увеличение его абсолютной величины.

Затраты на одного исследователя в России (50 тыс. долл.) в 5 раз меньше, чем в Германии и Швеции (253 тыс. долл.), почти в 5 раз меньше, чем в Нидерландах (248 тыс. долл.) и Австрии (224 тыс. долл.), более чем в 4 раза меньше по сравнению с США (245 тыс. долл.) и Италией (223 тыс. долл.).

Это в некоторой степени объясняет тот факт, что сфера исследований в России не стала локомотивом инновационного процесса в современной, основанной на информационных технологиях, экономике. Здесь же кроется одна из причин «утечки мозгов»: уровень оснащенности научного труда за границей выше в несколько раз, чем в России, поэтому те специалисты, которые хотят реально заниматься наукой, вынуждены уезжать туда.

4.2. Развитие научно-технологического потенциала в ТЭК

4.2.1. Программно-целевое развитие сферы НИОКР

Одними из источников бюджетного финансирования НИОКР в стране являются государственная программа Российской Федерации «Развитие науки и технологий на 2013–2020 гг.». В рамках указанной программы в интересах развития ТЭК из федерального бюджета по линии Министерства образования и науки Российской Федерации в 2011–2013 гг.

было профинансировано выполнение более 800 НИОКР на общую сумму свыше 14 млрд руб., на проведение работ на период 2014–2017 гг. запланировано выделение еще свыше 13 млрд руб.

Наиболее крупные объемы финансирования направлены на НИОКР по следующим критическим технологиям:

- создание энергосберегающих систем транспортировки, распределения и использования энергии;
- поиск, разведка, разработка месторождений полезных ископаемых и их добыча;
- новые и возобновляемые источники энергии, включая водородную энергетику;
- технологии энергоэффективного производства и преобразования энергии на органическом топливе;
- технологии мониторинга и прогнозирования состояния окружающей среды, предотвращения и ликвидации ее загрязнения.

В рамках федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» в интересах развития ТЭК осуществляется финансирование и выполнение более 75 проектов, в том числе:

- комплексное исследование Баженовской свиты: оценка характеристик залежей углеводородов и перспективных технологий их разработки;
- разработка опор из композитных материалов и технических решений для ультракомпактных высоковольтных линий (УКВЛ) на различные классы напряжений;
- проведение экспериментальных разработок с целью создания установок газификации твердых топлив для энергетики и промышленности;
- разработка автоматической системы непрерывного мониторинга технического состояния ответственного энергетического и трубопроводного оборудования по величине индивидуального расхода ресурса;
- разработка лабораторной масштабируемой технологии изготовления ТОТЭ планарной конструкции и концепции создания на их базе энергетических установок различного назначения и структуры, включая гибридные, с изготовлением и испытаниями маломасштабного экспериментального образца энергоустановки мощностью 500-2000 Вт.
- разработка технических решений для создания политопливных теплогенерирующих систем на местных и возобновляемых топливных ресурсах.

Значительные объемы НИОКР по созданию новых энергетических технологий выполняются также на средства Российского научного фонда (РНФ), Фонда перспективных исследований (ФПИ), Фонда поддержки научной, научно-технической и инновационной деятельности «Энергия без границ» и др.

В частности, РНФ поддерживает большое количество проектов в рамках целевых направлений «Новые технологии добычи и переработки тяжелых нефтей», «Электрохимические и термоэлектрические технологии в энергетике», «Перспективные производственные технологии», «Интеллектуальные технологии в робототехнических и мехатронных системах», «Перспективные промышленные биотехнологии».

ФПИ финансирует проект «Разработка подводных (подледных) технологий освоения месторождений полезных ископаемых арктических морей» в целях обеспечения научных исследований, разработки и создания инновационных технологий и технических средств для освоения подводных (подледных) месторождений углеводородов в акваториях арктических морей с тяжелыми ледовыми условиями.

Фонд «Энергия без границ», созданный в 2011 г. в Группе «Интер РАО», обеспечивает финансовую поддержку разработки широкого спектра перспективных энергетических технологий для электроэнергетики страны.

Повысить эффективность программно-целевого развития сферы НИОКР в интересах отраслей ТЭК могла бы база НИОКР по энергетической тематике по аналогии с Единой федеральной базой данных, включающей результаты научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ гражданского назначения, выполняемых за счет средств федерального бюджета, и проектов внедрения новых информационных технологий, выполняемых с использованием государственной поддержки (ЕФБД НИОКР).

4.2.2. Программы инновационного развития

Программами инновационного развития (ПИР) компаний ТЭК с государственным участием предусмотрена система мер, направленных на расширение и повышение эффективности использования компетенций, научно-технического задела, а также исследовательской и инновационной инфраструктуры организаций ФАНО России и вузов. В том числе создание на базе вузов и научных организаций:

- центров компетенций по приоритетным направлениям развития компаний;
- исследовательских центров и лабораторий;
- центров коллективного пользования, региональных инжиниринговых консорциумов;
- центров трансфера технологий (от НИОКР до внедрения результатов в производство).

В целях дальнейшего развития компетенций персонала компаний ТЭК с государственным участием, участвующего в инновационной деятельности, программами инновационного развития предусмотрены мероприятия по использованию образовательных механизмов сторонних организаций. В частности:

- организация систем непрерывного образования в компаниях, формирование корпоративных университетов;
- разработка совместно с вузами специализированных программ подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала компаний;
- участие в разработке образовательных и профессиональных стандартов;
- создание базовых кафедр целевой подготовки студентов в интересах компаний с учетом их территориального размещения;
- вовлечение сотрудников компаний в преподавательскую деятельность и разработку учебных планов;
- развитие системы практик и стажировок обучающихся в вузах студентов, аспирантов и научно-педагогических работников в компаниях.

К 2015 г. общий объем финансирования в рамках ПИР компаний ТЭК увеличился по сравнению с 2011 г. в 4,3 раза. При этом расходы на НИОКР выросли в 1,6 раза, а затраты на приобретение машин и оборудования, связанного с технологическими инновациями, выросли в 7,3 раза. У ряда крупных компаний ТЭК уровень расходов на НИОКР сопоставим (или даже превышает) показатели зарубежных компаний-аналогов при весьма скромных полученных результатах, что может свидетельствовать о том, что выделяемые на инновационную деятельность средства либо тратятся не по назначению (например, на ремонты), либо расходуются крайне неэффективно (Приложение 2).

Наиболее информативным показателем в сфере финансирования инноваций считается доля затрат на НИОКР к выручке. По этому показателю многие российские компании по-прежнему серьезно отстают от зарубежных конкурентов. Более того, тенденцией может стать его снижение. Так, с 2016 г. для ПАО «РусГидро» и ПАО «РАО ЕЭС Востока» этот показатель целевым образом снижен до величины 0,25 % (решение Межведомственной рабочей группы по реализации приоритетов инновационного развития президиума Совета при Президенте РФ по модернизации экономики и инновационному развитию России от 17.12.2015), что обусловлено экономической ситуацией и проводимой оптимизацией инвестиционной программы ПАО «РусГидро».

Тем не менее, рост затрат на НИОКР принес свои плоды в активизации научно-технологического потенциала ТЭК. В результате выполнения мероприятий программ инновационного развития (далее – ПИР) организациями ТЭК с государственным участием по итогам 2013–2014 гг. было поставлено на баланс более 350 патентов и иных нематериальных активов, в том числе компаниями нефтегазового комплекса – более 200, компаниями электроэнергетического комплекса – более 150. Количество внедренных организациями ТЭК с государственным участием технологий, использующих результаты НИОКР, превысило 100, из которых более 70 пришлось на компании нефтегазового комплекса.

По оценкам Минэнерго России, более 2/3 финансирования НИОКР за 2012–2014 гг. обеспечено за счет включения в состав НИОКР работ прикладного содержания, подразумевающих адаптацию собственных или заимствованных разработок на объектах компании, то есть поздние стадии исследований и разработок (опытно-конструкторские и технологические работы). С одной стороны, это позитивный результат, однако с другой, – «приземление» тематики работ может вызвать снижение их новизны и прорывного характера.

Более трети компаний из числа реализующих ПИР осуществляют внешнеэкономическую деятельность в форме продвижения и экспорта высокотехнологичной продукции, реализуют совместные проекты в области исследований и разработок с зарубежными партнерами, осуществляют локализацию производства и трансферт технологий на территорию России.

Тем не менее, уровень развития данного направления в рамках ПИР представляется недостаточным, поскольку основная часть компаний продолжает взаимодействие с уже имеющимися партнерами, участвует в проектах, начатых до реализации ПИР, мало расширяет географию экспорта продукции.

4.2.3. Инновационные проекты

Среди новых перспективных форм развития и повышения эффективности научно-технологического потенциала следует указать национальные инновационные проекты.

Анализ проектов по внедрению инновационных технологий и современных материалов в энергетике, отобранных рабочей группой Минэнерго России, показывает два источника перспективных проектов и, соответственно, два направления развития научно-технологического потенциала.

Первое направление – в рамках ПИР организаций ТЭК с государственным участием происходит инициирование проектов, целью которых является модернизация существующих предприятий ТЭК для поддержания его устойчивого функционирования и развития в условиях ограничения импорта некоторых современных технологий в связи с санкциями. Инициаторами проектов и драйверами модернизации выступают крупные добывающие и генерирующие компании, в собственности которых находятся энергетические объекты и сети. Они заинтересованы в бесперебойном функционировании этих объектов и повышении их энергоэффективности. Эти компании привлекают к сотрудничеству институты РАН, университеты и отраслевые исследовательские центры, обладающие необходимыми научными и технологическими заделами. Они также способны добиться финансовой и законодательной поддержки своих проектов со стороны государства.

Эти же компании заинтересованы в дальнейшем заниматься коммерциализацией полученных результатов, используя их на своих предприятиях для повышения их эффективности, либо выводя их на рынок в качестве коммерческого продукта.

Другой источник проектов – институты РАН, университеты и крупные отраслевые научные центры, заинтересованные в доведении своих научных и технологических заделов до коммерческих образцов. Они ищут поддержки государства и внешних инвесторов, в качестве которых могут выступать крупные частные компании и госкомпании, работающие в сфере ТЭК. Во многих случаях здесь речь идет о возобновлении НИОКР, начатых в советские времена (нередко еще в 60-70-е годы) и остановленных из-за произошедшего в 90-е годы общего развала сферы прикладных исследований и разработок.

Главными координаторами проектов этого направления и источником государственной поддержки выступают министерства (в первую очередь Минэнерго России), а основной рамкой таких проектов является импортозамещение.

4.2.4. Национальная технологическая инициатива

В Послании Федеральному собранию 4 декабря 2014 года Президент России В.В. Путин обозначил Национальную технологическую инициативу (НТИ) одним из приоритетов государственной политики. Основными организационными документами НТИ являются «дорожные карты», нацеленные на формирование перспективных технологических рынков, которые предполагается развивать в большей степени по сравнению с остальными. «Дорожные карты» должны включать обоснование выбора таких рынков, перечень целевых показателей к 2035 году и необходимое обеспечение для достижения показателей. Отвечать за разработку «дорожных карт» будет АСИ, функции проектного офиса закрепляются за Российской венчурной компанией (РВК). Ставка делается на молодых лидеров, на амбициозные коллективы молодых ученых и инженеров.

Одной из таких «дорожных карт», напрямую касающихся развития организаций ТЭК, является «Энерджинет», размечающая новые рынки в сфере электроэнергетики и продвигающая концепцию «Internet of Energy» («Интернет Энергии»). В этом направлении объединили свои усилия ряд компаний (в том числе ПАО «Россети») и научных организаций.

4.3. Выводы

Ряду научных и проектных организаций энергетической отрасли страны, университетам и РАН удалось сохранить достаточно высокий научный и инженерный уровень, позволяющий участвовать в научно-технологическом и инновационном развитии отраслей ТЭК.

Серьезный технологический и инновационный потенциал, обеспечивающий исследования по широкому спектру областей науки и технологий в интересах ТЭК, нарастили за последние годы инфраструктурные энергетические компании (ПАО «Газпром», ПАО «ИнтерРАО», ОАО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» и др.).

По отдельным направлениям исследований и разработок имеется современная научная, экспериментальная и испытательная база, в ряде случаев не имеющей аналогов или находящаяся на уровне лучших мировых образцов.

Наблюдается определенный рост внутренних бюджетных затрат на исследования и разработки в отраслях ТЭК, которые по абсолютной величине в расчете по паритету покупательной способности превосходят уровень Испании, Швеции, Нидерландов и примерно соответствуют уровню относительно инновационно развитых стран, таких как Канада, Италия, хотя существенно отстают от стран-лидеров.

В то же время инновационная система ТЭК пока развита достаточно слабо, отсутствует скоординированный механизм последовательной поддержки исследований и разработок на всех стадиях готовности, включая поддержку венчурного инвестирования. Это создает угрозу потери актуальности имеющихся научно-технических заделов и безнадёжного технологического отставания от передового мирового уровня исследований и разработок.

Заключение

На основе оценки перспектив и возможностей научно-технологического развития российской энергетики представляется целесообразным выделить три основных направления исследований, разработок и инноваций:

1) разработки, обеспечение внедрения и распространения критически важных для устойчивого функционирования ТЭК оборудования, комплектующих, программного обеспечения и услуг в рамках *импортозамещения* (краткосрочная перспектива);

2) разработка и/или доведение до стадии промышленного освоения отечественных технологий высокой степени готовности, а также трансфер и обеспечение высокой степени локализации передовых зарубежных технологий в интересах *модернизации и технического перевооружения* предприятий отраслей ТЭК (кратко- и среднесрочная перспектива);

3) фундаментальные исследования, НИОКР, развитие научно-технологического потенциала и повышение эффективности его использования для *перехода к энергетике будущего* (средне- и долгосрочная перспектива).

Конкретный перечень технологий, которые целесообразно разработать, варьирует в зависимости от того, какой сценарий развития мировой энергетики рассматривается: эволюционный («Новая эпоха углеводородов»), сценарий долговременных низких цен на углеводороды или сценарий энергетической революции, характеризующийся как низкими ценами на ТЭР, так и низким спросом на российские энергоресурсы.

В наилучшей степени отечественный ТЭК и его научно-технологический потенциал готовы к эволюционному сценарию, который во многом сохраняет привычную для российского ТЭК среду с достаточно высокими мировыми ценами и спросом на энергоресурсы.

В меньшей степени российский ТЭК готов к сценарию долговременных низких цен на углеводороды, и еще меньше – к сценарию энергетической революции.

Необходимым условием повышения эффективности функционирования отечественного ТЭК и обеспечения его дальнейшего развития при любом внешнем сценарии является завершение формирования и повышение результативности национальной инновационной системы, в том числе в сегменте ТЭК, развитие и подъем инновационной деятельности на качественно более высокий уровень.

Приложение 1: Приоритетные технологии по сценариям

Сценарии	Приоритетные технологии (оборудование, материалы)	
	среднесрочная перспектива (до 2025 г.)	долгосрочная перспектива (2025–2035 гг.)
Для всех сценариев	Геологоразведка	
	Дистанционное зондирование земной поверхности из космоса с высоким разрешением. Сейсморазведка с высокой детализацией геологических структур. Визуализация геологической информации в формате 3D/4D с высоким разрешением	Системы сплошного геологического исследования и построения общих геологических моделей бассейнов и провинций
	Нефтяная отрасль	
	Горизонтальное бурение по профилю пласта. Гидродинамическое воздействие на вмещающие породы. Вытеснение флюида со смещением. Ранняя диагностика оборудования и прогнозирование остаточного ресурса	Глубокая деструкция углеводородного сырья и облагораживания продуктов деструкции
	Газовая отрасль	
	Высокопрочные материалы для повышения рабочего давления в газопроводах большого диаметра. Внутренние гладкостные покрытия для снижения гидравлического сопротивления труб. Наружные антикоррозийные покрытия для трубопроводов	Повышение отдачи пластов путем направленного изменения их коллекторских свойств. Мембранные технологии извлечение ценных компонентов из природного газа
	Угольная отрасль	
	Управление состоянием шахтной атмосферы, взрывозащита	Геоинформационный контроль и управление состоянием горного массива
	Электроэнергетика	
Отечественный сервис импортного энергооборудования. Конкурентоспособные отечественные ГТУ малой мощности, микротурбины и газопоршневые установки	Когенерация на топливных элементах на природном газе. Отечественные ГТУ большой мощности и ПГУ предельной эффективности на их основе	

Сценарии	Приоритетные технологии (оборудование, материалы)	
	среднесрочная перспектива (до 2025 г.)	долгосрочная перспектива (2025–2035 гг.)
	<p>Цифровая электротехника и силовая электроника, новые токопроводящие материалы.</p> <p>Цифровые системы мониторинга и диагностики оборудования, ремонт «по состоянию».</p> <p>Ядерные реакторы 4-го поколения на тепловых нейтронах, в т.ч. малой мощности</p>	<p>Ядерные реакторы на быстрых нейтронах.</p> <p>Технологии замыкания ядерного топливного цикла для реакторов на быстрых и тепловых нейтронах.</p> <p>Оборудование для ветровых и солнечных электростанций.</p> <p>Сетевые накопители электроэнергии.</p> <p>Активно-адаптивные сети с интеллектуальной системой управления</p>
Новая эпоха углеводородов	Геологоразведка	
	<p>Комплексная разведка месторождений углеводородов.</p> <p>Анализ больших массивов геологической информации и ее визуализация.</p> <p>Буровые растворы для использования при низких температурах, безопасные для окружающей среды</p>	<p>Подводная и подледная разведка морских месторождений углеводородов с применением подводных автономных самонаводящихся аппаратов, в т.ч. в условиях Арктики.</p> <p>Специализированные технологии разведки газогидратных месторождений</p>
	Нефтяная отрасль	
	<p>Высокопроизводительное бурение скважин и вторичного вскрытия продуктивных пластов.</p> <p>Физико-химическое воздействие на свойства флюида и вмещающие породы</p>	<p>Добыча, транспорт и переработка тяжелых и высоковязких нефтей.</p> <p>Глубоководное бурение и добыча углеводородов с ледостойких платформ.</p> <p>Подводные (подледные) добычные комплексы с дистанционным управлением.</p> <p>Системы энергоснабжения подводных объектов, в т.ч. на базе ядерных реакторов малой мощности и термоэлектрических (термоэмиссионных) преобразователей.</p> <p>Эффективная ликвидация разливов нефти в ледовых условиях при низких температурах воздуха</p>
	Газовая отрасль	
<p>Криогенная техника для производства, хранения и транспорта СПГ.</p> <p>Газовозы ледового класса</p>	<p>Добыча трудноизвлекаемых запасов газа.</p> <p>Морская добыча газа в арктических условиях.</p> <p>Плавучие заводы по производству СПГ</p>	

Сценарии	Приоритетные технологии (оборудование, материалы)	
	среднесрочная перспектива (до 2025 г.)	долгосрочная перспектива (2025–2035 гг.)
	Газотранспортное оборудование для длительной эксплуатации в экстремальных полярных условиях	Разработка газогидратных месторождений
	Угольная отрасль	
	Высокопроизводительная горнопогрузочная и горнотранспортная техника. Высокопроизводительные проходческие и добычные комплексы, средства дистанционного управления и мониторинга забойных процессов. Сухое обогащение угля	Роботизированные комплексы для разработки тонких и крутых пластов с высокой селективностью. Подземная газификация угля. Гидродобыча угля с получением водоугольного топлива
	Электроэнергетика	
	Типовые угольные энергоблоки на СКД для КЭС и ТЭЦ. Типовые ПГУ на природном газе для КЭС и ТЭЦ	Отечественные мощные ПГУ на природном газе. Угольные паротурбинные установки с суперсверхкритическими параметрами пара. Котлы с кипящим слоем
Эпоха низких цен на углеводороды	Геологоразведка	
	Комплексная разведка месторождений углеводородов. Анализ больших массивов геологической информации и ее визуализация. Буровые растворы для использования при низких температурах, безопасные для окружающей среды	Подводная и подледная разведка морских месторождений углеводородов с применением подводных автономных самонаводящихся аппаратов, в т.ч. в условиях Арктики. Разведка газогидратных месторождений
	Нефтяная отрасль	
	Высокопроизводительное бурение скважин и вторичное вскрытие продуктивных пластов. Физико-химическое воздействие на свойства флюида и вмещающие породы	Добыча, транспорт и переработка тяжелых и высоковязких сортов нефти. Глубоководное бурение и добыча углеводородов с ледостойких платформ. Подводные (подледные) добычные комплексы с дистанционным управлением. Системы энергоснабжения подводных объектов, в т.ч. на базе ядерных реакторов малой мощности.

Сценарии	Приоритетные технологии (оборудование, материалы)	
	среднесрочная перспектива (до 2025 г.)	долгосрочная перспектива (2025–2035 гг.)
		Эффективные способы ликвидации разливов нефти в ледовых условиях при низких температурах воздуха. «Интеллектуальная скважина» и «Интеллектуальное месторождение»
	Газовая отрасль	
	Криогенная техника для производства, хранения и транспорта СПГ. Газовозы ледового класса. Безопасные технологии добычи и переработки сероводородсодержащих газов. Газотранспортное оборудование для длительной эксплуатации в экстремальных полярных условиях	Добыча трудноизвлекаемых запасов газа. Морская добыча газа в арктических условиях. Плавучие заводы по производству СПГ. Разработка газогидратных месторождений. Газохимическая переработка природного газа. Высокопроизводительные и высокоселективные мембранные материалы с контролируемым размером пор
	Угольная отрасль	
	Высокопроизводительная горнопогрузочная и горнотранспортная техника. Высокопроизводительные проходческие и добычные комплексы, средства дистанционного управления и мониторинга забойных процессов. Сухое обогащения угля	Роботизированные комплексы для разработки тонких и крутых пластов с высокой селективностью. Подземная газификация угля. Гидродобыча угля с получением водоугольного топлива. «Интеллектуальный разрез» и «Интеллектуальная шахта». Глубокая переработка угля: газификация и углехимия
	Электроэнергетика	
Типовые угольные энергоблоки на СКД для КЭС и ТЭЦ. Типовые ПГУ на природном газе для КЭС и ТЭЦ	Мощные ПГУ предельной эффективности на газе. Угольные энергоблоки с ультравысокими параметрами пара. ПГУ с внутрицикловой газификацией угля. Технологии выделения CO ₂ и дымовых газов (технологии CSS), транспорта и захоронения	
Энергетическая революция	Электроэнергетика	
	Эффективные кремниевые фотопреобразователи. Лицензионные и отечественные электрохимические	Отечественные ветрогенераторы большой мощности наземного и морского базирования, в т.ч. для Арктики.

Сценарии	Приоритетные технологии (оборудование, материалы)	
	среднесрочная перспектива (до 2025 г.)	долгосрочная перспектива (2025–2035 гг.)
	аккумуляторы и суперконденсаторы	<p>Каскадные фотопреобразователи с использованием полного спектра солнечного излучения.</p> <p>Некремниевые фотопреобразователи различного типа.</p> <p>Мини- и микро АЭС с безмашинными (термоэлектрическими и термоэмиссионными) преобразователями.</p> <p>Высокотемпературные ядерные реакторы.</p> <p>«Сетевые» аккумуляторы электроэнергии различных типов.</p> <p>Аккумуляция электроэнергии в водородном цикле.</p> <p>Цифровые электросетевые технологии (интеллектуальные сети, «микросетевые», «энергетический Интернет» и др.)</p>

Приложение 2: Показатели научно-технологического потенциала и инновационной активности организаций ТЭК России

Анкетирование организаций ТЭК проводилось в рамках подготовки отраслевого прогноза НТР ТЭК в июне-августе 2015 г. и касалось вопросов текущих показателей научно-технологического потенциала и инновационной активности этих организаций, а также заделов по приоритетным направлениям научно-технологического развития отрасли.

Ответы предоставили 25 компаний, что составляет примерно 33 % от числа опрошенных организаций ТЭК. Ответы сильно разнятся свое полнотой.

В *нефтегазовой отрасли* ответы предоставили 10 компаний (см. табл. П2.1). По показателям научно-технологического потенциала и инновационной активности среди респондентов выделяется группа крупнейших ВИНК, в особенности ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть» и ОАО «Лукойл». Они являются бесспорными лидерами по объему затрат на НИОКР (3,2 млрд руб. у ПАО «Газпром нефть», 5,8 млрд руб. у ОАО «Лукойл» и 10,8 млрд руб. у ПАО «Газпром»), а также обладают крупнейшими научно-технологическими комплексами с числом занятых НИОКР в несколько тысяч человек (более 2,3 тыс. у Лукойл и около 2,5 тыс. у ПАО «Газпром»).

Весьма значительные показатели размеров научно-технического потенциала демонстрируют ПАО АН «Башнефть» (затраты на НИОКР 1,15 млрд руб.), ПАО «Татнефть» (657 млн руб.) и ПАО «Сибур Холдинг» (587 млн руб.).

Наконец, существенно менее значимые показатели вложений в НИОКР были зафиксированы у компаний замыкающей группы: ОАО «Зарубежнефть» (317 млн руб.), ООО «Руснефть» (236 млн руб.), и совсем низкие у ООО «ИНК» (около 2 млн руб.).

По числу зарегистрированных патентов и поданных патентных заявок лидерами являются ПАО «Газпром» и ПАО «Татнефть». Каждая из них ежегодно патентуют более 200 объектов интеллектуальной собственности. За ними с немалым отставанием следуют ПАО «Сибур», ОАО «Лукойл» и ОАО «Новатэк» (от 30 до 57 патентуемых изобретений). Еще меньше изобретений (менее 15) ежегодно патентуют ОАО «Зарубежнефть», ПАО «Газпромнефть» и ПАО АН «Башнефть». Наконец, в замыкающую группу входят компании, патентная активность которых близка к нулю – ООО «ИНК», ООО «Руснефть».

Инновационная активность компаний не ограничивается деятельностью, связанной с патентованием. ОАО «Лукойл» сообщило о внедрении в 2014 г. 37 технологических инновационных проектов, а также о разработке собственными силами 31 нового для компании технологического процесса. ПАО «Газпром» определило 13 технологических приоритетов для перспективного развития и внедрения. ПАО «Татнефть» сообщило о заключении договоров о сотрудничестве с 6 НИИ и 6 вузами (по состоянию на 2014 г.).

В *электроэнергетической отрасли* ответы разного наполнения предоставили 11 компаний (см. табл. П2.2). В целом ситуация с инновационным потенциалом здесь представляется существенно более сложной, чем в нефтегазовом секторе. Единственной компанией, которая сопоставима в этой области с ведущими нефтегазовыми гигантами, является ПАО «РусГидро» (затраты на НИОКР 2,5 млрд руб., численность персонала, занятого НИОКР – 610 чел.).

Значительно более слабым научно-техническим потенциалом обладает такая крупная компания отрасли, как ПАО «Интер РАО ЕЭС». Объем ее ежегодных затрат на НИОКР в 2014 г. составил 410 млн руб. при численности персонала, занятого НИОКР, равном 641 чел.

У целого ряда электроэнергетических компаний затраты на НИОКР находятся на крайне низком уровне – менее 30 млн руб. (ОАО «Иркутскэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Сетевая компания»). Наконец, в замыкающей группе компаний такие затраты вообще отсутствуют: ОАО «Квадра», ПАО «Т Плюс», ОАО «Э.ОН Россия» (у последней, видимо, все затраты в этой области осуществляются материнской компанией за пределами России).

По уровню патентной активности электроэнергетические компании также выглядят значительно слабее, особенно по сравнению с лидерами нефтегазового сектора. Лидер отрасли ПАО «РусГидро» регистрирует менее 30 патентов в год, ПАО «Интер РАО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» – менее 20. Еще для двух компаний – ПАО «РАО ЭС Востока» и ОАО «СО ЕЭС» – число ежегодно регистрируемых патентов менее 10. У остальных опрошенных компаний этот показатель сводится к нулю.

Помимо представленных показателей, ОАО «СО ЕЭС» сообщило о разработке 55 новых для компании технологических процессов и продуктов, выполненных собственными силами. ПАО «Интер РАО ЕЭС» проинформировало об определении 12 критичных для компании технологий и 4 технологических приоритетов, запланированных организацией для перспективного развития и внедрения. ПАО «РусГидро» сообщило о заключении договоров о сотрудничестве с 7 НИИ и 3 вузами по состоянию на конец 2014 года.

В *угольной отрасли* ответы предоставили всего 4 компании. Подавляющее большинство этих ответов неинформативны (нет конкретных цифр), ответы по большей части отрицательные (см. табл. П2.3), что свидетельствует о крайне низком уровне научно-технического потенциала и инновационной активности в данной отрасли. Затраты угольных компаний (из числа респондентов) в инновационной области либо минимальны, либо вообще отсутствуют.

Таблица П2.1 - Ключевые показатели компаний нефтегазовой отрасли

Организация ТЭК	Удельный вес затрат на НИОКР в выручке организации (на конец 2014 г.)	Общее число действующих патентов на изобретения (полезные модели) на конец 2014 г.	Стоимость объектов, относящихся к интеллектуальной собственности и продуктам интеллектуальной деятельности (млн руб.)	Удельный вес объектов, относящихся к интеллектуальной собственности и продуктам интеллектуальной деятельности в общей стоимости основных фондов (на конец 2014 г.)	Число используемых лицензий (по состоянию на конец 2014 г.)	Численность персонала, занятого НИОКР (в том числе исследователей), в НИИ, входящих в структуру организации, включая дочерние и зависимые структуры (на конец 2014 г.)	Удельный вес выплат по импорту технологий в общем объеме выплат по соглашениям на приобретение технологий (на конец 2014 г.)
ОАО «Лукойл»	0,11 %	460	121,9 из них ОАО «ЛУКОЙЛ» –20,3	-	0	Лукойл Инжиниринг – 2231, «ЛУКОЙЛ- Нижегороднии- нефтепроект» - 20	-
ПАО «Газпром»	0,19 %	2131	19021	0,14	30	Ок. 2,5 тыс.	Н.д.
ОАО «Газпром- нефть»	0,19 %	61	28,4	Н.д.	Н.д.	Н.д.	Н.д.
ОАО «Зарубежнефть»	0,42 %	11–Зарубежнефть, 42 - в группе компаний	22, 4	0,5 %	Н.д.	1304	0 %
ПАО АН «Башнефть»	0,18 %	46	29,5	0,031 %	10	390	по технологическим лицензиям на НПЗ – 100 %
ПАО «СИБУР Холдинг»	0,16 %	53	121,7	1,58 %	-	178	-
ПАО «Татнефть»	0,17 %	1651	423, 9	-	4	937	0 %
ОАО «Новатэк»	-	-	-	-	-	-	-
ООО «Руснефть»	0,005 %	0	0	0	0	62	0 %
ООО «ИНК»	0,01 %	8	0,9	0,1 %	2	нет	нет

Продолжение Таблицы П2.1

Организация ТЭК	Отчетный период	Внутренние затраты на НИОКР (млн руб.)	Число заявок на получение патентов на изобретения (полезные модели) в т.ч. в России, за рубежом	Число патентов на изобретения (полезные модели) в т.ч. в России, за рубежом	Число приобретенных лицензий на использование изобретений	Внутренние затраты на НИОКР, выполненные собственными силами (в том числе силами дочерних и зависимых организаций) млн руб.	Выплаты по импорту технологий (патенты на изобретения, пм, тз ПО и т.д.)
ОАО «Лукойл»	2012	5 574,8	35	58	0	4 138,2	23,000 евро (без НДС) + геологоразведочное ПО 45 млн долл.
	2013	6 360,5	33	24		4 564,3	
	2014	5 949	28	46		4 258,1	
ОАО «Газпром нефть»	2012	3 231,5	-	11	-	-	-
	2013			-			
	2014			1 669			
ПАО «Газпром»	2012		180	207	4	5426	0
	2013		251	219	7	4909	0
	2014	10 819	227	218	4	6669	0
ОАО «Зарубежнефть»	2012	316,9	20 (из них: 9 международных)	13	0	-	0 %
	2013						
	2014						
ПАО АН «Башнефть»	2012	754	3 - РФ	1 - РФ	10 - на НПЗ	638	4,17 млн ф. ст. и 5,2 млн долл. за 10 технологических лицензий на НПЗ
	2013	1 035				768	
	2014	1 150				898	
ПАО «СИБУР Холдинг»	2012	586,5	7 - РФ, 38 - за рубежом	53 - РФ, 4 - за рубежом	-	552,5	-
	2013						
	2014						
ПАО «Татнефть»	2012	606	244	246	1	530	56,3 млн руб
	2013	650,3	200	211	2	529	46,7 млн. руб
	2014	656,6	233	280	0	426,8	44,2 млн. руб
ОАО «Новатэк»	2012	-	3	30	5	-	-
	2013						
	2014						
ООО «Руснефть»	2012	236,2	0	0	0	236,2	0
	2013						
	2014						
ООО «ИНК»	2012	0,2	2 (1 за рубежом)	1 - РФ	0		нет выплат
	2013	0,5	3 - РФ	1 - РФ			
	2014	1,9	2 - РФ	1 - РФ			

Таблица П2.1 - Ключевые показатели электроэнергетической

отрасли

Организация ТЭК	Удельный вес внутренних затрат на НИОКР в выручке организации (на конец 2014 г.)	Общее число действующих патентов на изобретения (полезные модели) по состоянию на конец 2014 г.	Стоимость объектов, относящихся к интеллектуаль- ной собственности и продуктам интеллектуаль- ной деятельности (млн руб.)	Удельный вес объектов, относящихся к интеллектуальной собственности и продуктам интеллектуальной деятельности в общей стоимости основных фондов на конец 2014 г.	Число используемых лицензий (по состоянию на конец 2014 г.)	Численность персонала, занятого НИОКР, в том числе исследователей НИИ, входящих в структуру организации, включая дочерние и зависимые структуры (на конец 2014 г.)	Удельный вес выплат по импорту технологий в общем объеме выплат по соглашениям на приобретение технологий (на конец 2014 г.)
ПАО «Интер РАО ЕЭС»	0,048 %	21	10,3	3,42 %	2	641	нет
ОАО «СО ЕЭС»	Н. д.	25	1 338	6,8 %	Н. д.	265	нет
ПАО «РусГидро»	2,2 %	108	629,1	0,5 %	нет	610	-
ОАО «Э.ОН Россия»	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет
ОАО «Генерирующая компания»	0,02 %	нет	4, 4	нет	33	нет	нет
ОАО "Квадра"	0 %	0	0	0	0	0	нет
ОАО «Сетевая компания»	0,13 %	-	-	-	-	-	-
ПАО «РАО ЭС Востока»	0,29 %	5	341, 4	0,35 %	0	1121	0
ПАО «Т Плюс»	не более 0,1 %	9	нет	0	нет	нет	нет
ОАО «Иркутскэнерго»	0,05 %	8	-	-	24	-	-
ПАО "ФСК ЕЭС"	0,25 %	188	3 270	0,29 %	нет	12 + 82 в дочерних	нет

Продолжение Таблицы П2.1

Организация ТЭК	Ключевые показатели научно- технологической и инновационной активности за 2012, 2013 и 2014 гг.	Внутренние затраты на НИОКР (млн руб.)	Число заявок на получение патентов на изобретения (полезные модели) в т.ч. в России, за рубежом	Число патентов на изобретения (полезные модели) в т.ч. в России, за рубежом	Число приобретенных лицензий на использование изобретений	Внутренние затраты на НИОКР, выполненные собственными силами (в том числе силами дочерних и зависимых организаций), млн руб.	Выплаты по импорту технологий (патенты на изобретения, пм, тз ПО и т.д.)
ПАО «Интер РАО ЕЭС»	2012	350	1 - РФ	0 - РФ	нет	350	нет
	2013	795,1	22 - РФ	3 - РФ		795,1	
	2014	409,8	11 - РФ	18 - РФ		409,8	
ОАО «СО ЕЭС»	2012	7,3	22 - РФ	6 - РФ	нет	7,3	нет
	2013	6,9	13 - РФ	7 - РФ (+3 за рубежом)		6,9	
	2014	8,3	14 - РФ	9 - РФ		8,3	
ПАО «РусГидро»	2012	2 015	Н. д.	28 РФ (+2 за рубежом)	нет	198	нет
	2013	2 287		17 РФ		356	
	2014	2 506		25 РФ		285	
ОАО «Э.ОН Россия»	2012 - 2014	нет	нет	нет	нет	нет	нет
ОАО «Генерирующая компания»	2012 - 2014	Н. д.	Н. д.	Н. д.	Н. д.	Н. д.	Н. д.
ОАО «Квадра»	2012 - 2014	нет	нет	нет	нет	нет	нет
ПАО «Т Плюс»	2012 - 2014	нет	нет	9	нет	нет	нет
ПАО «ФСК ЕЭС»	2012	5,1	119	119	нет	Н. д.	Н. д.
	2013						
	2014						
ПАО «РАО ЭС Востока»	2012	239	2	2	0	43	нет
	2013	163	0	0	0	18,8	нет
	2014	385	4	4	0	41,5	нет
ОАО «Сетевая компания»	2012	нет	Н. д.	Н. д.	Н. д.	Н. д.	Н. д.
	2013	7,9					
	2014	27,2					

Таблица П2.3 - Ключевые показатели угольной отрасли (на конец

2014 г.)

Организация ТЭК	Удельный вес внутренних затрат на НИОКР в выручке организации	Общее число действующих патентов на изобретения (полезные модели)	Стоимость объектов, относящихся к интеллектуальной собственности и продуктам интеллектуальной деятельности (млн руб.)		Удельный вес объектов, относящихся к интеллектуальной собственности и продуктам интеллектуальной деятельности в общей стоимости основных фондов		Число используемых лицензий	Численность персонала, занятого НИОКР (в том числе исследователей), в НИИ, входящих в структуру организации, включая дочерние и зависимые структуры	Удельный вес выплат по импорту технологий в общем объеме выплат по соглашениям на приобретение технологий
АО ХК "СДС Уголь"	менее 1 %	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет
ООО "Компания Востсибуголь"	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Мечел ЮК	Н. д.	Н. д.	Н. д.	Н. д.	Н. д.	нет	Н. д.	Н. д.	Н. д.
Мечел ЯУ	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Н. д.	Нет	Н. д.	Н. д.
Организация ТЭК	Отчетный период	Внутренние затраты на научные исследования и разработки, млн руб.	Число заявок на получение патентов на изобретения (полезные модели) в т.ч. в России, за рубежом	Число патентов на изобретения (полезные модели) в т.ч. в России, за рубежом	Число приобретенных лицензий на использование изобретений	Внутренние затраты на научные исследования и разработки, выполненные собственными силами	Выплаты по импорту технологий (патенты на изобретения, пм, тз ПО и т.д.)	Перечень внедренных технологических инновационных проектов	Перечень разработок новых технологических процессов и продуктов, выполненных собственными силами
АО ХК "СДС Уголь"	2012 - 2014	0, 024	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет
ООО "Компания Востсибуголь"	2012-2014	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Мечел ЯУ	2012-2014	Н. д.	нет	нет	нет	нет	Н. д.	Н. д.	нет